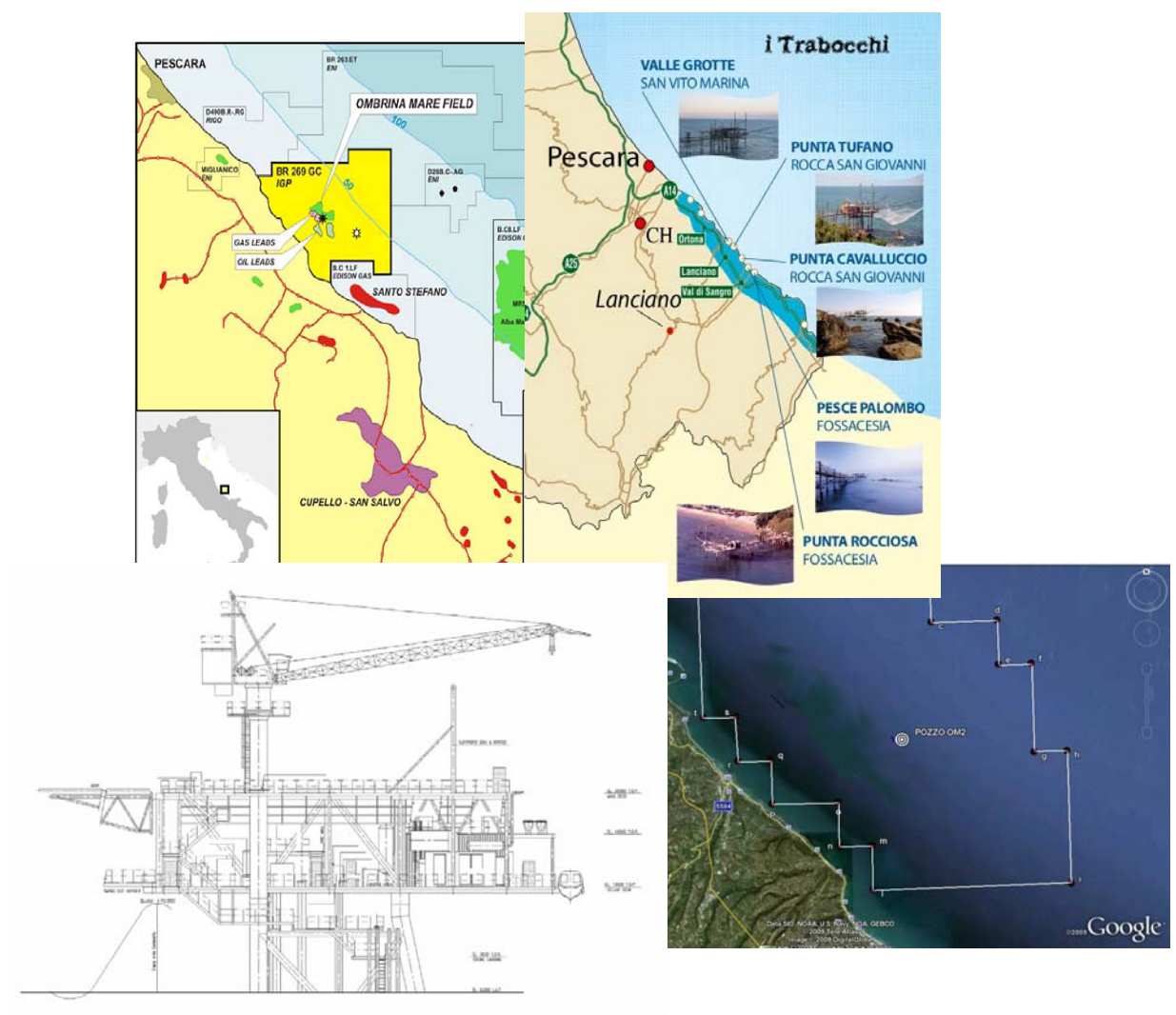


OSSERVAZIONI SULLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE:

**ISTANZA CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE
“D.30.B.C-MD” PROGETTO OMBRINA MARE
presentato dalla società Mediterranean Oiland Gas”(MOG)**



Chieti li 29 gennaio 2010



PREMESSA

Questo Ente Provincia consapevole dell'importanza turistico ambientale del suo territorio, delle sue diversità e in considerazione dell'attuazione delle proprie linee programmatiche politiche, intende mettere in atto un Progetto Speciale Territoriale della Fascia costiera, affinché lo stesso possa concretizzare la finalità di un armonico sviluppo delle attività che insistono sulla costa.

Allo scopo di influenzare positivamente l'insieme dei fattori che dall'entroterra e dal mare premono su questo territorio in delicato equilibrio, spostando il baricentro degli interventi su politiche proattive, capaci di implementare le attività produttive di carattere portuale, turistico e della pesca, fino al grande sistema infrastrutturale complesso longitudinale alla linea di costa.

Tutto questo è in netto contrasto con le tipologie di richieste di sfruttamento minerario marino e territoriale in atto .

Sulla scorta di queste considerazioni, il presente documento contiene le osservazioni dell'Amministrazione Provinciale di Chieti sulla proposta avanzata dalla ditta petrolifera Mediterranean Oil & Gas Plc. che è attiva nell'esplorazione e nella produzione di idrocarburi liquidi e gassosi sul territorio italiano.

Mediterranean Oil & Gas Plc., a cui appartiene il 100% di Medit, è quotata nell'Alternative Investment Market (AIM) di Lond.

La sua sede legale è c/o Emcee, 44 Southampton Buildings, London UK WC2A 1AP.

CONSIDERAZIONI GENERALI

Secondo l'Unione Petrolifera, al 2006 le riserve certe di idrocarburi erano pari a circa 1,6 miliardi di barili di olio equivalente (boe), mentre quelle da scoprire erano valutate fra 1,0 e 2,1 miliardi di boe, con un indice di vita residuo di circa 14 anni per il gas e di 17 anni per il greggio. Complessivamente la produzione nazionale di idrocarburi nel 2006 (pari a 14,9 Mtep) ha soddisfatto l'8% circa del fabbisogno energetico nazionale. Per circa il 92% della domanda, dunque, l'Italia dipende dalle importazioni, che dal 2000 al 2007 sono variate secondo la figura 1:

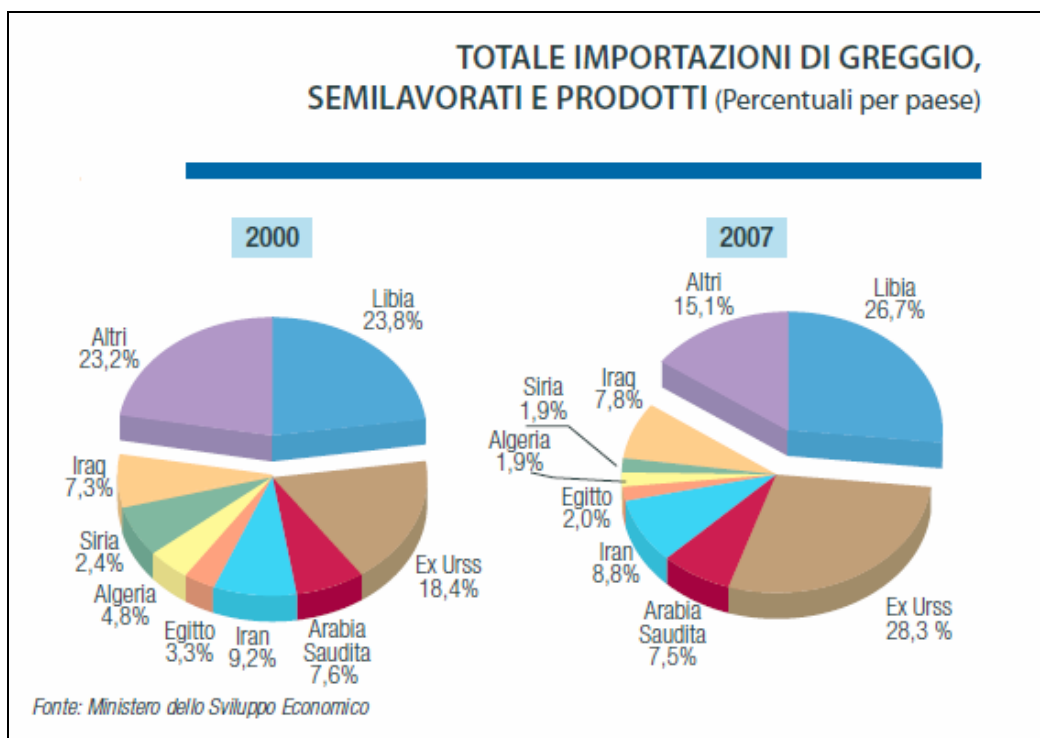


Figura 1. Evoluzione dei canali di importazione del greggio

Questa dipendenza energetica si è tradotta nell'ultimo decennio in un trend in salita nella "bolletta energetica" nazionale:

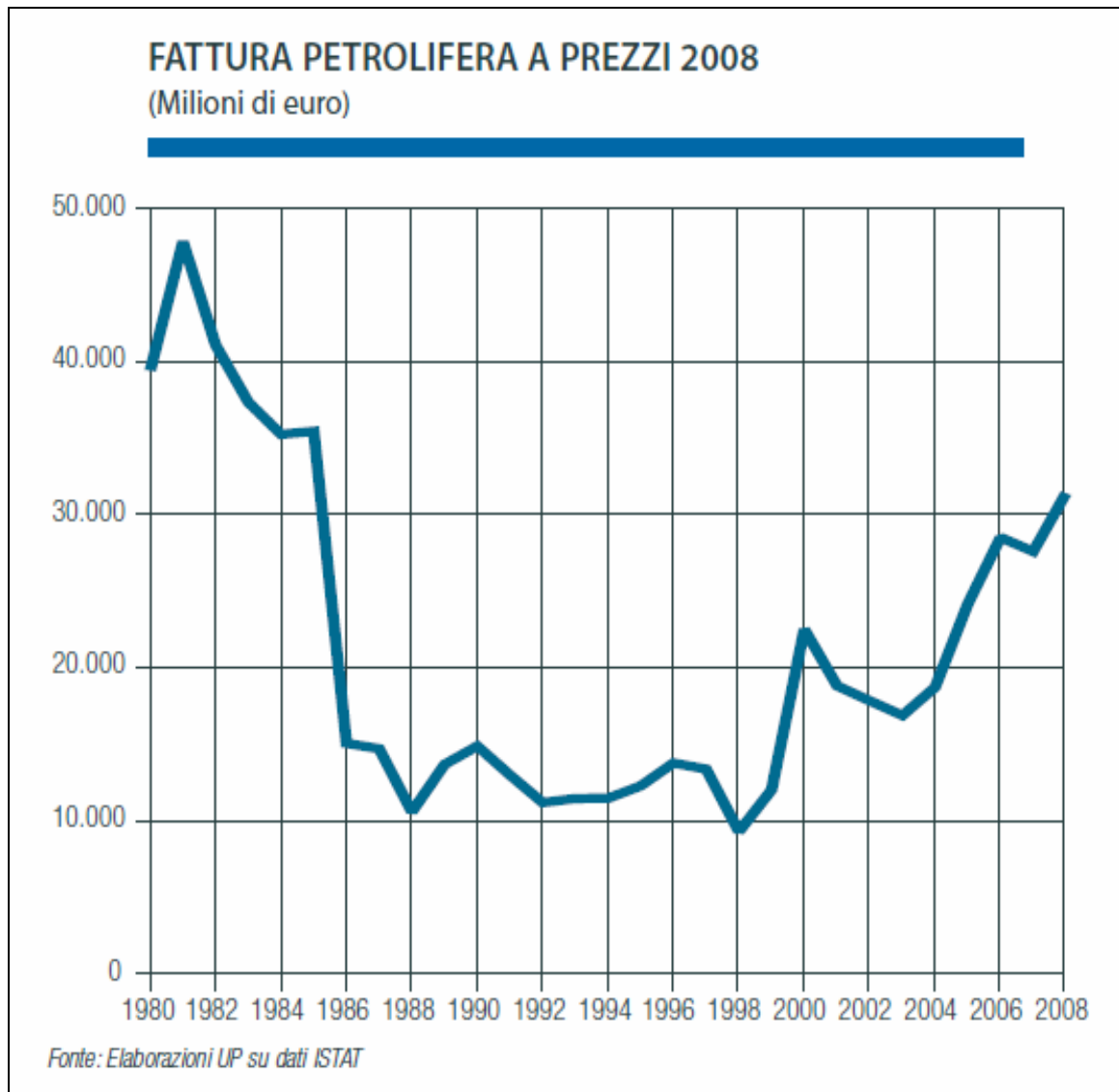


Figura 2. Evoluzione della spesa energetica italiana dal 1980 al 2008

Oltre che alle oscillazioni del mercato, questo aumento è dovuto anche al sempre maggiore fabbisogno energetico del nostro Paese, che dai 147 milioni di tep del 1980 si prevede arriverà a poco più di 200 milioni nel 2020, con una netta prevalenza di petrolio e gas naturale quali fonti primarie di approvvigionamento (fig.3):

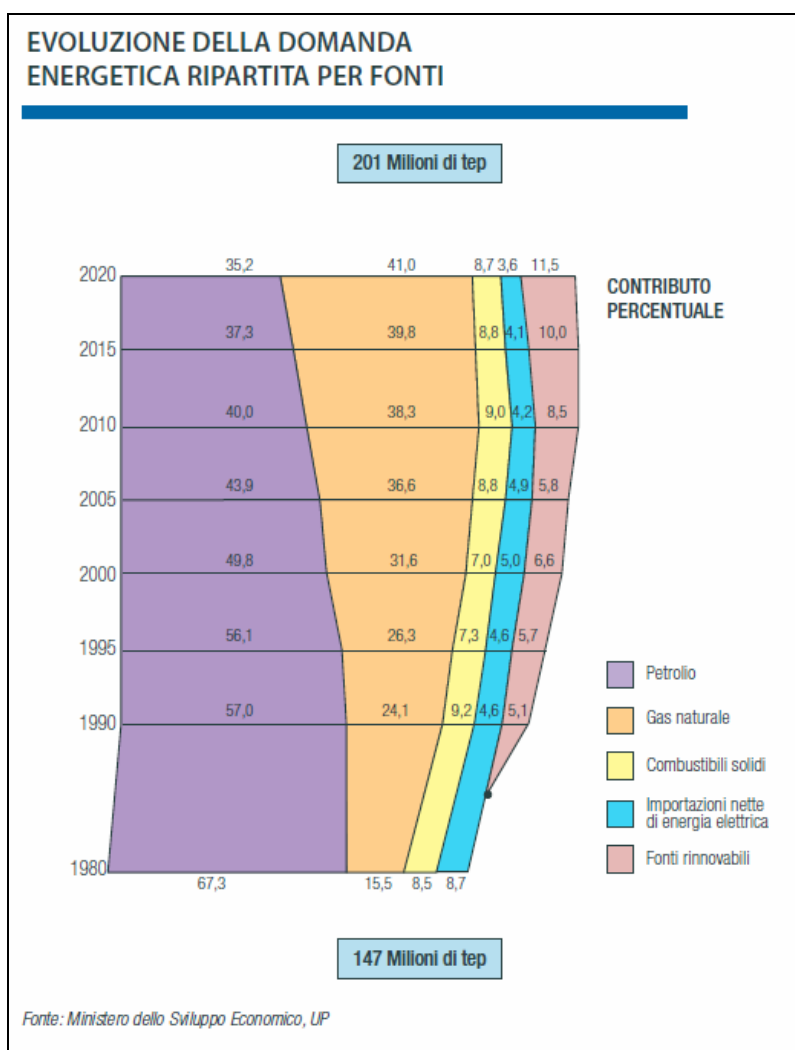


Figura 3. Ripartizione della domanda per fonti primarie

L'aumentato fabbisogno energetico è una costante planetaria, soprattutto alla luce dell'emergere di nuove realtà economiche ed industriali in Asia e in America Latina; vi è dunque a livello mondiale una crescita costante negli investimenti sulla ricerca di fonti di approvvigionamento energetico, e pur se si assiste ad un aumento della ricerca nel campo delle energie rinnovabili, i combustibili fossili rimangono pur sempre la fonte di energia primaria largamente preponderante, come testimonia l'andamento degli investimenti mondiali nelle attività di estrazione e produzione di greggio:

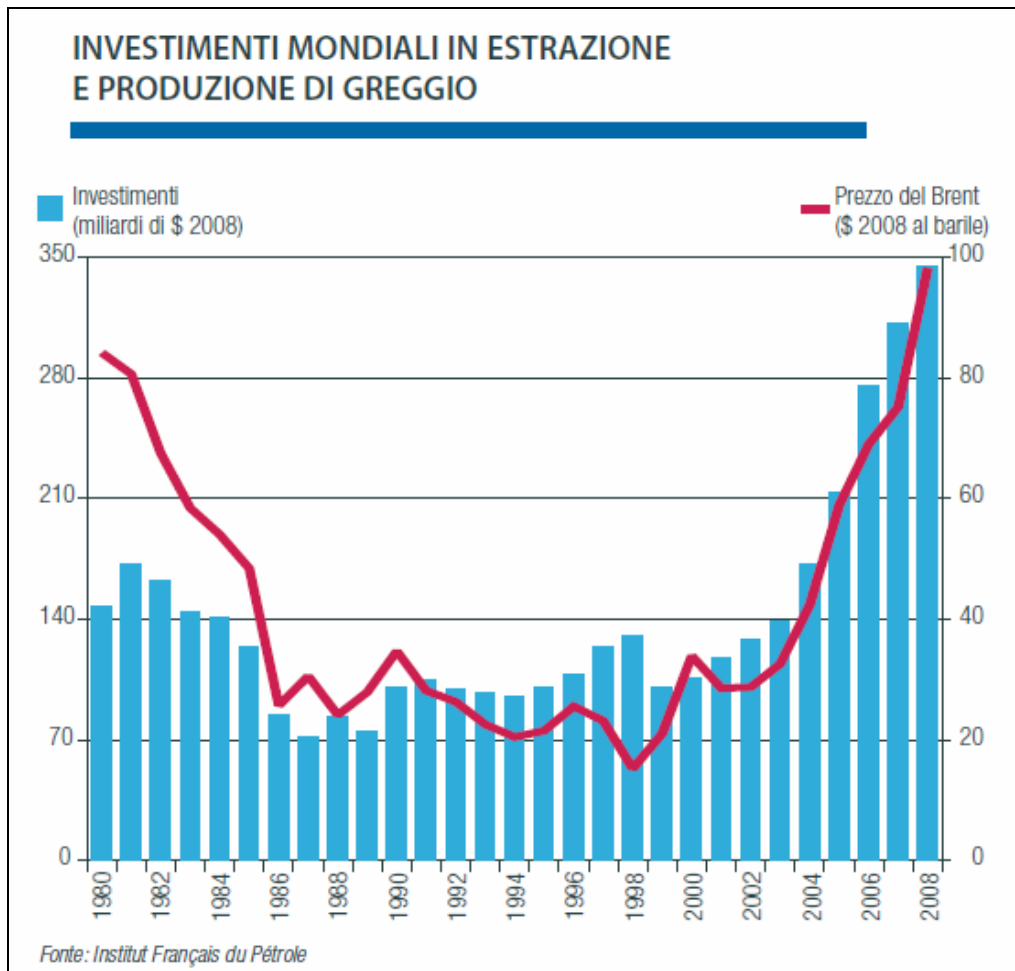


Figura 4. Andamento temporale degli investimenti mondiali nell'estrazione e produzione di greggio - confronto con le quotazioni del barile.

In questo contesto l'Italia cerca di fare la sua parte, e se da un lato si osserva una costante diminuzione della produzione nazionale di gas naturale, dall'altro quella di greggio, seppure con andamento discontinuo, registra una leggera tendenza all'aumento negli ultimi 15 anni:

| PRODUZIONE NAZIONALE DI IDROCARBURI | | | | | | | | | |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| | 1990 | 1995 | 2000 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
| Petrolio greggio (migliaia di tonn.) | 4.641 | 5.208 | 4.555 | 5.498 | 5.540 | 5.416 | 6.084 | 5.757 | 5.839 |
| Condensati da gas (migliaia di tonn.) | 27 | 28 | 31 | 33 | 30 | 29 | 27 | 24 | 21 |
| Gas naturale (*) (milioni di m ³) | 17.296 | 20.184 | 16.633 | 14.623 | 13.885 | 12.961 | 11.977 | 10.979 | 9.596 |

(*) I valori esprimono: metri cubi fisici fino al 1990 e metri cubi da 38,1 MJ dal 1995.
Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Figura 5. Andamento della produzione di idrocarburi in Italia

Tale andamento sembra essere dovuto più che all'incremento del numero di pozzi, all'intensificazione dello sfruttamento dei pozzi esistenti; se si escludono Medio Oriente e Norvegia infatti, in tutte le macroaree del pianeta il numero di impianti di perforazione è in diminuzione, e l'Italia non fa eccezione, essendo passata dai 44 impianti del 1985 ai 5 del 2007:

**IMPIANTI DI PERFORAZIONE ATTIVI
PER RICERCA IDROCARBURI**
(a fine anno)

| | 1985 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2006 | 2007 |
|-----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Abu Dhabi | 20 | 13 | 13 | 11 | 13 | 14 | 13 |
| Arabia Saudita | 8 | 11 | 19 | 26 | 44 | 75 | 76 |
| Iran | 20 | 17 | 22 | 27 | 38 | 38 | 38 |
| Iraq | 25 | — | — | — | — | — | — |
| Kuwait | 7 | — | 5 | 11 | 13 | 16 | 11 |
| Siria | 26 | 13 | 15 | 18 | 23 | 25 | 19 |
| Altri | 25 | 27 | 29 | 51 | 122 | 111 | 105 |
| Totale Medio Oriente | 131 | 81 | 103 | 144 | 230 | 254 | 243 |
| India | 64 | 135 | 65 | 51 | 83 | 85 | 84 |
| Indonesia | 74 | 54 | 41 | 34 | 60 | 53 | 66 |
| Altri | 98 | 68 | 59 | 47 | 70 | 68 | 63 |
| Totale Asia | 236 | 257 | 165 | 132 | 213 | 206 | 213 |
| Algeria | 41 | 35 | 28 | 17 | 21 | 25 | 29 |
| Egitto | 41 | 14 | 21 | 21 | 32 | 39 | 50 |
| Libia | 34 | 15 | 13 | 6 | 9 | 13 | 15 |
| Altri | 48 | 44 | 36 | 25 | 19 | 29 | 30 |
| Totale Africa | 164 | 108 | 98 | 69 | 81 | 106 | 124 |
| Italia | 44 | 23 | 11 | 7 | 4 | 5 | 5 |
| Norvegia | 13 | 15 | 17 | 24 | 15 | 15 | 19 |
| Olanda | 20 | 11 | 11 | 5 | 5 | 3 | 2 |
| Regno Unito | 68 | 46 | 32 | 19 | 27 | 22 | 22 |
| Altri | 96 | 35 | 51 | 34 | 32 | 20 | 26 |
| Totale Europa (*) | 241 | 130 | 122 | 89 | 74 | 65 | 74 |
| Canada | 421 | 147 | 251 | 391 | 458 | 429 | 343 |
| Stati Uniti | 1.898 | 1.086 | 763 | 1.116 | 1.381 | 1.649 | 1.768 |
| Totale Nord America | 2.319 | 1.233 | 1.014 | 1.507 | 1.839 | 2.078 | 2.111 |
| Centro e Sud America | 439 | 266 | 270 | 257 | 327 | 329 | 370 |
| Oceania | 36 | 21 | 18 | 14 | 22 | 33 | 29 |
| TOTALE MONDO (•) | 3.566 | 2.096 | 1.790 | 2.212 | 2.786 | 3.071 | 3.164 |

(*) Fino al 1985 esclusi i Paesi dell'Europa Orientale.

(•) Escluso l'ex Urss e la Cina onshore.

Fonte: Oil & Energy Trends fino al 1985, Baker Hughes e Oil & Gas Journal per gli anni successivi

Figura 6. Numero di impianti di perforazione per aree geografiche - 1985 – 2007

L'UP prevede una diminuzione della richiesta dei principali prodotti petroliferi, ad eccezione del gasolio per autotrazione:

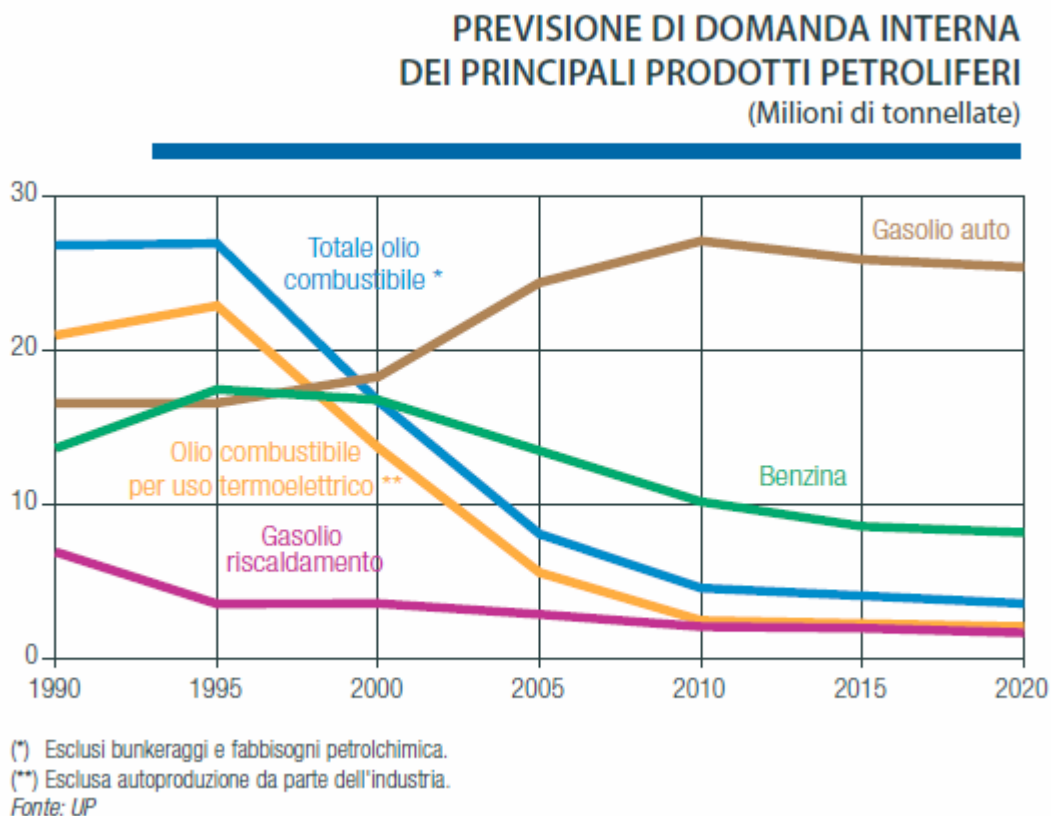


Figura 7. Previsione del fabbisogno interno dei principali prodotti petroliferi



IL CONTESTO INTERNAZIONALE – “ANOMALIA” DELLA STRUTTURA OMBRINA

Nel 1925 i consumi mondiali di energia per fonti primarie erano appena di un miliardo e 45 milioni di tep; nel 2004 hanno sfiorato i 10 miliardi di tep e le previsioni indicano che nel 2030 si supereranno i 16 miliardi di tep. Questa escalation è fonte di forti incertezze per quanto riguarda il futuro energetico del pianeta, soprattutto sul fronte della sostenibilità ambientale.

Le riserve mondiali stimate di petrolio ammontano a 174 miliardi di tonnellate per cui, ai tassi di consumo attuale, se non si dovessero scoprire ulteriori giacimenti, ma soprattutto se non si incentiverà la ricerca scientifica sulle fonti energetiche alternative, l'autonomia sarà di circa 45 anni i.

Secondo la BP Statistical Review 2005, nel 2004 USA, UE a 25 e Giappone hanno complessivamente consumato 4 miliardi e 565 milioni di tep, ossia poco meno della metà del consumo energetico mondiale era dovuto a meno di un sesto della popolazione globale. L'UE a 25 importa circa il 75% del petrolio di cui ha bisogno, e la sua dipendenza dalle importazioni di idrocarburi è destinata a crescere. L'Europa infatti detiene solo l'1,4% delle riserve mondiali stimate (*secondo l'Unione Petrolifera la classifica dei paesi con le maggiori riserve è guidata dall'Arabia Saudita, seguita da Iran, Iraq, Kuwait e EAU*). Da ciò si può dedurre che l'UE non potrà ragionevolmente raggiungere una soddisfacente, anche se parziale, indipendenza energetica.

Da questa constatazione i Paesi Membri hanno dato vita, negli anni, ad una serie di politiche in campo energetico aventi per obiettivo quello di ridisegnare le strategie nei campi della ricerca, produzione e approvvigionamento di energia.

ⁱ - La United States geological Survey ritiene che le riserve di petrolio e di gas oggi stimate costituiscano solo una frazione di quelle che potranno essere scoperte nell'arco di 30 anni nei bacini sedimentari più promettenti del pianeta.

Il piano, decennale, fallisce, dato che l'efficienza energetica migliora appena del 5% rispetto all'obiettivo previsto del 20%; l'uso del petrolio, che secondo le intenzioni avrebbe dovuto scendere sotto al 40% del mix energetico, resta praticamente invariato, vicino al 47%; le importazioni di energia aumentano anziché diminuire; la quota di gas naturale importato aumenta da 201 a 275 milioni di tep; la quota di energia elettrica prodotta con idrocarburi resta invariata (invece di ridursi del 15%), e resta poco significativa la quota derivante dalle fonti rinnovabili. Tutto questo è imputabile al fatto che la Risoluzione è un atto non vincolante, per cui le politiche energetiche dei singoli stati avrebbero dovuto convergere spontaneamente verso un risultato comune. In questo modo invece la politica energetica comunitaria veniva ad essere la somma delle singole politiche energetiche nazionali, che però avevano un mix energetico ed un uso dell'energia molto diverso fra loro.



Le “Linee Diretrici per le Politiche Energetiche degli Stati Membri”, approvate con risoluzione del 16 settembre 1985, falliscono clamorosamente, ma contengono in nuce le linee politico-strategiche comunitarie in campo energetico. Esse infatti prevedevano, tra l’altro:

- ✓ miglioramento dell’efficienza energetica del 20%;
- ✓ uso del petrolio limitato al 40% del consumo energetico complessivo rispetto alla quota allora riscontrabile che si aggirava sul 50%;
- ✓ bilancio energetico comunitario caratterizzato dal mantenimento della quota di gas naturale allora utilizzata del 18%;
- ✓ congelamento della quota di energia elettrica prodotta tramite idrocarburi ad un livello inferiore al 15%;
- ✓ aumento significativo dell’energia prodotta da fonti rinnovabili;
- ✓ promozione e sviluppo della ricerca scientifica e tecnologica.

Sulla base della Carta Europea dell’Energia, firmata all’Aja il 17 dicembre 1991, il 17 dicembre 1994 viene firmato a Lisbona il “Trattato sulla Carta dell’Energia”, che entrerà in vigore il 16 aprile 1998. Il documento prevede disposizioni normalmente inserite nei contratti stipulati tra Stati e investitori stranieri in materia energetica relative alla tutela degli investimenti con l’applicazione rigorosa del principio della non discriminazione, al trasferimento degli utili all’estero e al rimpatrio dei capitali, all’indennizzo nel caso di nazionalizzazioni, all’arbitrato internazionale.

ⁱⁱ -Il piano, decennale, fallisce, dato che l’efficienza energetica migliora appena del 5% rispetto all’obiettivo previsto del 20%; l’uso del petrolio, che secondo le intenzioni avrebbe dovuto scendere sotto al 40% del mix energetico, resta praticamente invariato, vicino al 47%; le importazioni di energia aumentano anziché diminuire; la quota di gas naturale importato aumenta da 201 a 275 milioni di tep; la quota di energia elettrica prodotta con idrocarburi resta invariata (invece di ridursi del 15%), e resta poco significativa la quota derivante dalle fonti rinnovabili. Tutto questo è imputabile al fatto che la Risoluzione è un atto non vincolante, per cui le politiche energetiche dei singoli stati avrebbero dovuto convergere spontaneamente verso un risultato comune. In questo modo invece la politica energetica comunitaria veniva ad essere la somma delle singole politiche energetiche nazionali, che però avevano un mix energetico ed un uso dell’energia molto diverso fra loro.



Il Trattato tende anche ad un progressivo riavvicinamento delle legislazioni del settore e alla progressiva rimozione delle barriere legislative agli investimenti stranieri e agli scambi di materie prime e prodotti energetici. E' anche in virtù di questo trattato che la Medoil ottiene le concessioni in Abruzzo.

Nel 1995 vengono adottati il "Libro Verde" e il "Libro Bianco" sull'energia, che danno ulteriore impulso alla liberalizzazione del mercato interno (*all'Unione*) dell'energia. Successivamente tre direttive (96/92/CE del 19 dicembre 1996, 94/22/CE del 1 gennaio 1997 e 98/30/CE del 22 giugno 1998) completano il processo di liberalizzazione (*la seconda di queste, nota come "Direttiva licenze", prevede la liberalizzazione della ricerca e produzione di petrolio e gas, eliminando le restrizioni alle parità di accesso tra le imprese; da qui in avanti l'ENI non avrà più l'esclusiva della ricerca in Italia*).

Ma il documento sicuramente di maggiore interesse nel presente contesto è il Libro Verde "Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico", approvato dall'UE il 29 novembre 2000.

La situazione energetica di base dell'Unione imponeva la chiara predisposizione di una linea strategica, in considerazione della debolezza strutturale del suo approvvigionamento energetico e del rischio di un ulteriore aumento nella dipendenza dalle importazioni.

L'Unione rappresenta il 16% dei consumi mondiali di energia da parte di una popolazione che è il 7,2% del totale, ma che produce, con utilizzo di questa energia, circa il 20% del PIL mondiale. E' il maggior importatore mondiale di petrolio e gas naturale (19% e 16% del fabbisogno mondiale rispettivamente), ha un consumo energetico procapite superiore al doppio della media mondiale, e in virtù di questo consumo produce una ricchezza tre volte superiore alla media mondiale. Essa però ha una scarsa influenza nella formazione dei prezzi internazionali dell'energia, e non è in grado di adottare una politica soddisfacente per prevenire le crisi energetiche mancando di adeguati mezzi di negoziato e di pressione. Inoltre, le scarse risorse energetiche interne all'Unione cominciano ad esaurirsi ed hanno costi di estrazione più alti che altrove (*ad es. il petrolio del Mare del Nord rappresenta, nella migliore delle ipotesi, 8 anni di consumi ai livelli attuali*). Tutto questo fa ragionevolmente supporre che i giacimenti europei diventeranno sempre meno



competitivi. Inoltre l'Unione ha una potenziale abbondanza di energie rinnovabili, ma il loro decollo su vasta scala presuppone forti incentivi economici e un deciso sostegno alla ricerca scientifica.

Di fronte a questo realistico scenario il Libro Verde suggerisce di intervenire sulla domanda di energia per orientarla e contenerla, evitando di rispondere alla domanda con un'offerta sempre maggiore; auspica anzi la necessità di riequilibrare la politica dell'offerta attraverso precisi cambiamenti comportamentali dei consumatori tesi ad orientare la domanda verso consumi meglio gestiti e maggiormente rispettosi dell'ambiente; inoltre assegna la priorità allo sviluppo delle energie nuove e rinnovabili per fronteggiare la sfida del riscaldamento del pianeta causato dall'effetto serra.

In concreto il Libro Verde delinea una politica energetica dell'Unione tesa a raggiungere i seguenti obiettivi:

- ✓ Nell'anno 2010 il 22% dell'elettricità dovrebbe essere prodotta da fonti rinnovabili al cui sviluppo dovranno essere destinati importanti aiuti economici;
- ✓ Occorre puntare sul risparmio energetico degli edifici, il cui consumo rappresenta il 40%, mentre con buone condizioni di risparmio ed efficienza sarebbe possibile economizzarne un quinto;
- ✓ Nel settore dei trasporti, che assorbe il 32% del consumo energetico dell'Unione ed è fonte del 28% delle emissioni di gas serra, lo sforzo di riduzione della domanda riveste carattere prioritario, attraverso il rilancio delle ferrovie, lo sviluppo del trasporto marittimo a corto raggio e di quello fluviale;
- ✓ Occorre incentivare la ricerca per lo sviluppo del nucleare pulito (reattori del futuro) e delle fonti rinnovabili.

La situazione italiana presenta tutte le problematiche considerate sommariamente nell'esaminare lo scenario energetico dell'Unione Europea, in quanto il nostro paese si colloca agli ultimi posti nella scala dell'autosufficienza energetica (*rapportandolo ai 7 stati membri con popolazione superiore ai 15 milioni di abitanti*) e all'ultimo posto nella scala di dipendenza dagli idrocarburi: importiamo circa il 90% del nostro fabbisogno energetico contro il 50% circa della media dell'Unione. Inoltre l'Italia ha un mix energetico



fortemente squilibrato, poiché fin dagli anni 70 ha scelto di privilegiare l'utilizzo degli idrocarburi che nell'anno 2004, su un consumo energetico per fonti primarie di 196 milioni di tep, pesa per ben 154, 5 milioni di tep, rappresentando circa il 78% dell'intero consumo energetico nazionale.

Di fronte a questo scenario è difficile trarre una valutazione rassicurante. Per fronteggiare questa situazione, i rimedi a cui dovrebbe far ricorso la politica energetica italiana, sono quelli indicati dal “*Libro Verde – verso una strategia europea di sicurezza dell’approvvigionamento energetico*” e dall’ulteriore “*Libro Verde – Una strategia europea per un’energia sostenibile competitiva e sicura*” (8 marzo 2006), con l’avvertenza che i rimedi indicati dall’Unione Europea dovrebbero essere messi in atto dall’Italia completamente e rapidamente iii.

La strategia che sta dietro alla struttura OMBRINA, intesa nel suo complesso, appare dunque andare controcorrente rispetto a quanto predisposto dalla serie dei Libri Verdi. Laddove qui si punta sulla razionalizzazione e sulle energie rinnovabili, lì si punta sui combustibili fossili, scelta “storica” italiana che mostra sempre di più la corda.

Questa strategia, potrebbe avere come conseguenza quella di una politica delle concessioni praticamente illimitata; se da un lato una singola struttura di sfruttamento potrebbe avere ricadute minime sull’ambiente, l’effetto cumulativo di più strutture, oltretutto ravvicinate, potrebbe rivelarsi imprevedibile.

ⁱⁱⁱ - Andrebbero sviluppate massicciamente, con forti incentivi anche fiscali, le energie rinnovabili puntando sull’eolico, sul fotovoltaico, sulle biomasse, sulla minidraulica, su impianti di compostaggio e biogas e su termovalorizzatori di ultima generazione. In sostanza, la politica energetica italiana più che sulla ricerca e coltivazione di giacimenti di combustibili fossili, dovrà tendere alle energie rinnovabili e alla sensibilizzazione dei comportamenti degli utenti, responsabilizzandoli nelle scelte, finalizzate ad un minor consumo con effetti positivi sulla tutela dell’ambiente.



CONSIDERAZIONI TECNICHE SULLA STRUTTURA

Gli impatti ambientali della struttura “Ombrina” sono da ricondursi essenzialmente in:

- ✓ emissioni atmosferiche;
- ✓ produzione di rifiuti;
- ✓ inquinamento acustico;
- ✓ inquinamento luminoso;
- ✓ interazione con il paesaggio;
- ✓ qualità delle acque;
- ✓ interazioni sulle attività di pesca.

A queste categorie principali vanno ricondotti altri impatti, come ad esempio l'aumentato traffico navale, che avrà ripercussioni sulle emissioni in atmosfera e sulle interazioni con le attività di pesca, oppure le attività di trivellazione.

Molti di questi fattori di pressione avranno carattere temporaneo; ad esempio le attività di perforazione costituiranno una perturbazione a carico dell'ecosistema marino e del suolo (*movimentazione sedimenti*) che scomparirà una volta terminata la fase di trivellazione (*ca. 2 mesi*).

Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera, la maggior parte di esse si verificherà durante la fase di installazione delle strutture e delle condotte. Le emissioni proverranno dal funzionamento dei motori e degli impianti di generazione di potenza installati sui mezzi utilizzati. Per questa categoria viene stimata dal proponente una potenza massima operante di circa 16.700 HP (16.471 CV ca.). Dalla documentazione in possesso del CMNS si desumono le seguenti emissioni:

- ✓ monossido di carbonio: 44.000 g/h;
- ✓ ossidi di azoto: 80.000 g/h;
- ✓ polveri totali sospese: 3.000 g/h.

I fumi verranno emessi ad una temperatura di 723 K. Considerando la sorgente puntiforme dalla quale viene emessa una portata di 130.000 m³/h (*come affermato dalla stessa documentazione*) e ipotizzando un camino di 1 m di diametro, è possibile, con uno specifico



software di simulazione di ricaduta degli inquinanti iv, determinare con discreta approssimazione l'areale di ricaduta dei pennacchi di fumo.

La piattaforma verrà ubicata ad una distanza dalla costa di 6 Km, in un tratto di costa compreso tra Punta Cavalluccio e San Vito Chietino. A pochi chilometri di distanza (*tratto di mare antistante Ortona*) è posizionata una boa della rete mareografica nazionale.

Nella fase di sfruttamento del giacimento entrerà in azione il serbatoio galleggiante (FPSO), che sarà dotato dei sistemi per il trattamento dell'olio, l'addolcimento del gas associato e lo stoccaggio dei diversi prodotti del processo, principalmente dell'olio, ma anche dell'acqua di produzione e dello zolfo derivante dal processo di separazione. Si tratta sostanzialmente di un impianto di tipo Claus, e quindi vi sarà produzione di SO₂ e H₂S. Nella documentazione in possesso del CMNS si afferma che la produzione di petrolio dalla struttura Ombrina si aggirerà tra i 1.650.000 e i 3.300.000 barili/anno. Questo si traduce in una produzione giornaliera (*la struttura funzionerà continuativamente nell'arco dell'anno per 24 anni*) per una cifra variabile tra i 4.520 e i 9.041 barili/giorno. Considerando che un barile corrisponde a 0,159 m³, la produzione giornaliera oscillerà fra i 718 e i 1.437 m³.

In mancanza dello Studio d'Impatto Ambientale redatto dal proponente, ci si può limitare a qualche considerazione comparativa. Un impianto analogo a quello in esame sarebbe dovuto sorgere a terra, nel territorio del comune di Ortona (*Centro Oli Eni in loc. Feudo*). Tale impianto avrebbe trattato giornalmente circa 1.150 m³/giorno di olio stabilizzato (*oltre a 165.000 m³ di gas e 15 tonnellate di zolfo*).

^{iv} Si tratta del software WinDimula, messo a punto dall'ENEA. È un SW cosiddetto "ibrido", che, introducendo opportuni parametri correttivi su una base gaussiana, è in grado di tenere conto di una serie di variabili (calme di vento, coefficienti di inversione, effetto "down wash" eccetera, che normalmente non vengono trattati nei modelli gaussiani semplificati. Per dettagli sulla metodologia del calcolo eseguito si rimanda a successivi approfondimenti, se richiesti.



Eseguendo uno studio previsionale approfondito su quella struttura, il CMNS osservò che i processi connessi all'impianto Claus per la desolforizzazione del fluido di giacimento erano fonte di inquinamento a carico della vegetazione. Inoltre vi sarebbe stata una serie di impatti derivante dalla produzione di rifiuti (*essenzialmente fanghi di perforazione contenenti barite, cloruri, olio, e comunque riconducibili ai codici CER 01 05*).

A regime, inoltre, le emissioni continuative di ossidi di azoto, derivanti essenzialmente dai sistemi di alimentazione delle strutture e dalla torcia, anche lontano dalla costa, possono avere ricadute negative in termini di alterazione della velocità di produzione troposferica di ozono (*vedi anche capitolo successivo*).

OSSERVAZIONI SULL'USO DEL FLOATING PRODUCTION STORAGE AND OFFLOADING (FPSO)

Questo tipo di struttura attualmente non esiste in nessuna parte dell'Adriatico e si trova solo in zone del mondo altamente petrolizzate e non certo turistiche. Ce ne sono circa 90 su tutto il pianeta e sorgono principalmente in Nigeria, Brasile, Australia, Indonesia, e nei mari del Nord, generalmente in acque profonde. Il litorale turistico, basso e popolato della costa teatina e' certamente il luogo meno adatto per un impianto del genere. La FPSO progettata per Ombrina Mare e' infatti un colosso di 320 metri di lunghezza, larga 33 metri, e stoccherà tonnellate di zolfo e petrolio al mese, incenerirà anche fino a 2500 kg di idrogeno solforato l'ora in casi di necessità. Gli Stati Uniti non hanno autorizzato l'uso di FPSO in nessuna delle sue acque territoriali (*per ben 160 chilometri dalla riva*) e per gli alti rischi ambientali. Come si può pensare che la costa teatina sia adatta per una trasformazione così radicale del suo territorio? A pagina 54 del Quadro di Riferimento Progettuale presentato dalla MOG si offrono due possibilità per lo sfruttamento del giacimento dell'olio pesante ed amaro presente nel sottosuolo di Ombrina Mare. La prima opzione e' quella di usare un dispositivo galleggiante per lo stoccaggio e un primo processo di raffinamento in mare. Questa struttura si chiama



Floating Production Storage and Offloading (FPSO). La seconda opzione e' invece di inviare il petrolio pesante ed amaro estratto da Ombrina Mare presso il cosiddetto desolforatore "Centro Oli di Miglianico". Entrambe le opzioni sarebbero effettuate tramite una lunga rete di tubature sottomarine di varie decine di chilometri.

E' qui necessaria una precisazione. La letteratura petrolifera mondiale include il desolforatore fra gli impianti di raffinamento e in questo testo useremo la parola raffineria per indicare il "Centro Oli di Miglianico". Il termine raffineria e' stato usato dalla MOG stessa in un comunicato del 27 Marzo del 2007 in cui si affermava *the economics of developing Ombrina Mare are greatly enhanced by proximity to storage and transport infrastructure and most importantly to the Miglianico refinery*. E' importante non minimizzare il tipo di infrastrutture e di insediamenti industriali che lo sfruttamento di idrocarburi comporterà per l'Abruzzo. Questo in modo da rendersi conto dell'impatto che le stesse avranno per la regione e in modo da capire perché il popolo Abruzzese sia così compatto nell'esprimere contrarietà allo sfruttamento del suo petrolio - sia in terra che in mare. La parola "Centro Oli" e' stata coniata in Italia per evitare di usare il termine raffineria o desolforatore e per molto tempo in Abruzzo si e' cercato di abbinare a queste parole l'idea di una infrastruttura agricola, legata alla lavorazione delle olive o ad un frantoio. Non esiste nessuna parola equivalente a "Centro Oli" in inglese per esempio e "Oil Center" indicherebbe un posto in cui cambiare l'olio alla macchina. Useremo dunque intercambiabilmente i termini desolforatore, Centro Oli e raffineria. Allo stesso modo useremo il termine inceneritore invece che termodistruttore, parola coniata per rassicurare i cittadini. Anche qui, in inglese, la parola thermo-destruction non esiste.

La MOG presenta una lunga analisi di costi e benefici, comparando l'uso del FPSO e il convogliamento presso la proposta raffineria di Miglianico. In particolare, a pagina 56, si afferma che occorre prevedere un'integrazione degli impianti di trattamento da costruire nel Centro Olio (sic), che allo stato attuale non e' quantificabile. Si afferma altresì che non sono noti i tempi di realizzazione della raffineria di Miglianico.

La MOG ignora completamente che la costruzione del proposto Centro Oli di Miglianico (*e non Olio come erroneamente indicato dalla MOG*) e' vietato per legge. Infatti, al



tempo della stesura del testo stilato dalla MOG era ancora in vigore la legge regionale 15 ottobre 2008, numero 14 nota anche agli abruzzesi come "legge blocca Centro Oli". In data 15 dicembre 2009 la versione definitiva della legge è approvata dalla Regione Abruzzo.

L'esigenza di utilizzare il desolfatore FPSO a pochi chilometri dalla piattaforma è conseguenza della presenza di forti quantità di idrogeno solforato, come è tipico del petrolio a basso indice API.

Il FPSO ha la funzione di trasformare parte dell'idrogeno solforato in zolfo puro e di incenerire la parte rimanente. Questa finisce in atmosfera. Secondo i dati della MOG l'incenerimento dell'idrogeno solforato e di altro materiale di scarto, a regime costante, emetterà circa 47 kg per ora di materiale di scarto. Non viene specificata la percentuale precisa di idrogeno solforato, ma in caso di incidente si stima che possano essere emessi anche 50 kg l'ora di idrogeno solforato con alta concentrazione di diossido di zolfo, che causa le piogge acide.

Processo Claus, combustione, incenerimento e sottoprodotti

Come riportato a Pagina 85 del Quadro di Riferimento Progettuale il principio operativo della FSPO è il processo Claus, che ha come prodotto finale idrocarburi, zolfo puro e residui di gas idrogeno solforato e altre sostanze di scarto. L'inceneritore della FPSO ha lo scopo di bruciare tali residui.

La MOG afferma che verranno prodotti ben 540 kg al giorno di zolfo puro, una quantità impressionante. Dove verrà stoccato tutto questo zolfo? Come procederanno le operazioni di convoglio su terra ferma? Chi se ne occuperà? Qual è il sito "autorizzato per lo smaltimento" di cui la MOG parla a pagina 85? A causa dell'enorme opera di sfruttamento petrolifero in atto in Canada, nelle sabbie bituminiche, esiste sul mercato globale una enorme quantità in eccesso di zolfo puro, per cui sarà molto difficile commercializzare tale sostanza e dovrà essere appositamente stoccata.

Sebbene la MOG a pagina 54 del Quadro di Riferimento Progettuale affermi che si è cercato di minimizzare l'impatto ambientale resta il fatto che durante la lavorazione la MOG utilizzerà Ammine e Glicole - sostanze tossiche e cancerogene - ci saranno



lavaggi acidi non meglio specificati, operazioni annuali di spurgo dei pozzi petroliferi, si incenerirà idrogeno solforato e diossido di sodio che è responsabile delle piogge acide.

Nel totale si produrranno ogni sei mesi circa 15 milioni di chilogrammi di sostanze di scarto, di cui oltre 500 mila di tipo pericoloso. Come si può in tutta tranquillità affermare che gli impatti sull'ambiente di tali operazioni siano lievi o nulli e che di tutti questi rifiuti nulla finisca in mare, nemmeno accidentalmente?

In particolare, a pagina 112 del Quadro di Riferimento Progettuale si elencano tutte le tubature che Ombrina Mare utilizzerà. Si prevedono un totale di circa 40 chilometri di tubature dette sealine in una zona dai fondali molto bassi - di variabilità compresa fra i 15 e i 50 metri. La MOG non illustra né come né chi monitorerà l'integrità di queste tubature, che saranno attraversate per 24 anni da sostanze altamente corrosive, con pericolo di rottura e malfunzionamenti, sebbene tutte le precauzioni possano essere state prese. La MOG non spiega come intende segnalare la presenza di queste tubature a pescatori e a navi passeggeri o merci che transitano in quella zona, data l'elevata pericolosità del contenuto. Infine, visto che la MOG ignora completamente la presenza di riserve di pesca, i proponenti non spiegano se e come queste tubature andranno ad evitare di attraversare le zone di ripopolamento ittico.

I motivi di cui sopra, mettono in evidenza carenze, infondatezza, incongruenza e erroneità del SIA presentato con l'ovvio impedimento all'emanazione di qualunque parere favorevole da parte dell'Amministrazione procedente.



OSSERVAZIONE SUL C.D. “EFFETTO DOMINO” O “EFFETTI COMULATI”

La valutazione del rischio ambientale così come effettuata dalla “MOG Plc.” nel proprio studio trascura un aspetto rilevante: il c.d. effetto domino.

Non sarebbero stati considerati gli effetti cumulati in quanto «il progetto presentato dalla “MOG Plc.” è stato valutato come unico, mentre è noto come la VAS debba considerare gli impatti cumulati tra interventi della stessa tipologia insistenti sulla stessa area geografica e con tutte le attività che possono avere impatti simili.

La valutazione è reale solo se si considerano l'ambiente e le attività umane nella loro complessità.

L'impatto ambientale dell'opera, quindi, può essere valutato correttamente solo se lo si elabora considerando tutto: vicinanza di altre piattaforme, numero di pozzi esplorativi, stato attuale dei luoghi, in quanto quello che importa scongiurare non è tanto il “pericolo” del singolo progetto ma il rischio che questi comporta in considerazione degli effetti cumulati o c.d. effetti domino: più piattaforme, più pozzi più rischio.

In primo luogo si evidenzia come la piattaforma Ombrina Mare 2 sorgerebbe a pochi chilometri da altri insediamenti simili: Rospo Mare (gas, petrolio), S. Stefano (gas), Elsa (petrolio).

Così se le emissioni in atmosfera di sostanze tossiche quali SO₂ (biossido di zolfo), NO_x (ossidi di azoto), CO (anidride carbonica), Idrocarburi totali, polveri, H₂S (acido solfidrico) naturalmente rimangono entro i limiti se si considerano singolarmente i pozzi, la situazione cambia se la valutazione viene effettuata cumulativamente in considerazione di tutte le piattaforme insistenti su quel territorio.



Altro aspetto da esaminare riguarda la situazione ambientale complessiva del territorio, infatti l'inquinamento delle trivellazioni marine della Ombrina Mare 2, oltre a sommarsi a quello di tutte le altre piattaforme insistenti lungo il tratto di costa in questione, si aggiunge allo stato preoccupante dei fiumi, alla presenza di poli industriali a macchia di leopardo lungo il litorale con insediamenti insalubri di prima classe e insediamenti a rischio rilevante.

Pertanto lo studio elaborato e che in questa sede si propone va visto come un'analisi dei rischi ambientali di un programma di ricerca/sfruttamento di gas e petrolio nel mar Adriatico, e non soltanto come un esame dei rischi legati alla perforazione di un solo pozzo di ricerca.



PERICOLOSITÀ GEOLOGICA E RISCHIO CONNESSI ALL'ESTRAZIONE DI IDROCARBURI

Nell'analizzare il progetto denominato “d 30 B.C - .MD”, nel campo pozzi e nell'impianto di primo trattamento ad esso associati si riscontrano carenze tali da invalidare l'intero progetto già solo per i requisiti di sicurezza che un programma di tale portata deve avere, essendo ubicato in un mare chiuso come l'Adriatico -spesso paragonato ad un fiume- e così a ridosso alla costa.

Non risulta essere calcolato o valutato un possibile fenomeno di amplificazione delle onde sismiche dovuto alla natura del terreno di ancoraggio, visto che parliamo di impianti vulnerabili che non hanno di per se specifiche caratteristiche antisismiche di progettazione, aumentando il fattore rischio dei suddetti impianti in maniera esponenziale come si evince ad esempio al cap.2.5.5.1.

Affatto valutati i potenziali effetti di subsidenza su di una costa già notevolmente esposta ai fenomeni di ingressione marina ed erosione costiera -antropizzazione – e che dovrà affrontare quelli dovuti all'innalzamento climatico .

PERICOLOSITÀ GEOLOGICA

1-Caratteristiche di instabilità del prisma sedimentario olocenico

Il substrato su cui è collocata la piattaforma “Ombrina”, identificabile nel prisma sedimentario olocenico, si presenta mobile e instabile con marcati livelli di debolezza ed orizzonti liquefacibili (*e.g. F.Trincardi, A. Cattaneo, A. Correggiari, D. Ridente, 2004. Evidence of soft sediment deformation, fluid escape, sediment ailure and regional weak layers within the late Quaternary mud deposits of the Adriatic Sea. Marine Geology. 213: 91– 119*). Tale prisma ha già subito aggiustamenti morfologici da collasso con risultanti frane sottomarine, correnti di torbida e fenomeni di esplosione di gas -tipo pockmarks- (*e.g. P.V. Curzi, A. Veggiani, 1986, I pockmarks nel Mare Adriatico Centrale. Acta Naturalia de “L' Ateneo Parmense”, 21: 79–90*).

Diffusi accumuli di gas, in sacche anche molto superficiali, derivano infatti dall'alto tasso di materia organica intrappolata nei sedimenti a causa dell'elevata velocità di sedimentazione olocenica.



2-Possibili effetti di subsidenza indotti o incrementati dall'estrazione di idrocarburi

Un ulteriore elemento di pericolosità geologica, potenzialmente innescabile dalle attività di estrazione di idrocarburi da giacimenti superficiali è la subsidenza da depressurizzazione dei sedimenti.

Come si è già evidenziato, l'area che si intende sottoporre ad attività estrattive, e la limitrofa fascia costiera abruzzese, sono infatti un territorio di formazione geologica molto recente, caratterizzato da depositi marini di spiaggia e di offshore e da depositi alluvionali quaternari, già di per se naturalmente soggetti a processi di compattazione e di subsidenza naturale.

Esperienze passate e ben note, in ambiti geologici del tutto simili (zona dell'alto adriatico, Polesine, area ravennate), hanno dimostrato che la coltivazione di giacimenti in sedimenti sciolti o scarsamente addensati posti a bassa profondità (condizioni dei giacimenti rinvenuti nell'area abruzzese) portano inevitabilmente a fenomeni di subsidenza del fondo marino.

Tale subsidenza si verifica per la depressurizzazione causata dalla diminuzione di volume e di pressione dei fluidi nei pori del sistema mineralizzato e per il conseguente costipamento delle sabbie demineralizzate.

Riferendoci ancora a situazioni già verificatesi in passato, si consideri che, nell'alto adriatico, la diminuzione di volume ha raggiunto e talvolta superato valori del 2 per cento del volume iniziale, e si è trasmessa in superficie in funzione della profondità del giacimento, del grado di diagenesi dei sedimenti mineralizzati e dell'entità degli abbattimenti delle pressioni.

L'ampiezza dell'area che sarà soggetta a subsidenza nell'intorno dell'impianto "Ombrina" non è al momento valutabile ma, anche nel caso in cui non raggiungesse la linea di costa, i suoi effetti su quest'ultima sarebbero importanti, e forse addirittura devastanti, vista la già precaria situazione degli arenili.

E' noto infatti che, localmente, le mareggiate invernali asportano dai litorali notevoli volumi di sabbia, che viene in parte restituita ai litorali dal naturale rinascimento primaverile.



Tali sabbie, trovando al largo una depressione causata dalla subsidenza, verranno da questa catturate e sottratte al descritto ciclo naturale non contribuendo più al ripascimento primaverile.

Questo andrà ad aggravare lo sbilancio già esistente fra asportazioni ed apporti di sedimento che è alla base dei ben noti e diffusi processi di arretramento delle spiagge, favoriti fra l'altro dal processo globale di innalzamento eustatico del livello marino, ed ai quali si è tentato di rispondere con interventi antropici invasivi e paesaggisticamente deturpanti (*quanto pressoché inutili*) come il ben noto progetto SI.CO.RA.

3-Pericolosità Sismica

La sismicità della area, legata all'attività di sovrascorrimenti ben noti, è moderata ma con eventi di magnitudine >5.5 nell'immediato entroterra costiero ed intensità fino al VIII-IX MCS (*es. 1882 e 1881*). La situazione della sismicità in Adriatico centrale e lungo la costa Abruzzese non è ben valutata perché molte osservazioni del passato si riferiscono ai soli effetti in terra non esistendo registrazioni strumentali. Tuttavia è certo che questa zona abbia strutture sismogenetiche che possono rilasciare energie vicine a magnitudo 6. La zona inoltre risente dei sismi di magnitudo fino a 6.7 che avvengono a Nord del Gargano.

Fonti storiche indicano forti risentimenti fino al VIII grado per sismi della zona della Majella o del Molise es. terremoto del 1456, rovinoso a San Giovanni in Venere e forse anche a Lanciano ed Ortona (*P. Gasperini, R. Camassi, C. Mirto e M. Stucchi. Gruppo di lavoro CPTI (2004). Catalogo Parametrico dei Terremoti Italiani, versione 2004 (CPTI04), INGV, Bologna.*

Il 30 Luglio 1627 un terremoto disastroso (*pari al X grado della scala Mercalli*) ha interessato la capitanata e l'Abruzzo citeriore, provocando enormi danni nelle città di Apricena, Lesina, di San Paolo di Civitate, di San Severo e fino a Termoli.

Alla scossa sismica fece seguito uno tsunami molto violento, ricordato come il maggior evento che ha interessato le coste italiane dell'Adriatico meridionale. L'intensità dello tsunami è stata stimata pari 5 (*su una scala che al massimo arriva a 6; altezza delle onde $> 3m.$*).

Lo tsunami ha interessato prevalentemente le coste settentrionali del Gargano, tra il Fiume Fortore e Sannicandro, intorno al Lago di Lesina con ingressione fino a tre km dalla costa. Testimoni oculari raccontano che il lago rimase completamente asciutto



dopo la scossa sismica principale e molti pesci rimasero fuori dall'acqua. A ciò fece seguito l'arrivo di un'onda, alta circa 3 metri, che inondò completamente l'area arrivando all'abitato di Lésina. Gli effetti dello tsunami sono stati risentiti su una area molto ampia: a Manfredonia, nel Gargano meridionale, le onde erano alte circa 2.5m, mentre in corrispondenza del Fiume Foro (*a Sud di Francavilla al mare-Chieti- circa 60 Km a Nord di vasto*) lo tsunami raggiungeva i 90cm. Un'altezza più che sufficiente a produrre seri danni nella zona di spiaggia. Le vittime dello tsunami non sono mai state distinte da quelle relative al sisma e complessivamente circa 5000 persone persero la vita. Datazioni dei depositi da tsunami nel Gargano hanno permesso di stabilire una ciclicità di tali fenomeni (*e.g. De Martini P.M., Burrato P., Pantosti D., Maramai A., Graziani L., Abramson H. (2003). Identification of tsunami deposits and liquefaction features in the Gargano area (Italy): paleoseismological implication, Annals of Geophysics, 46 (5) 883-902.*).

Rischio:

E chiaro che la pericolosità accertata da dissesti del substrato e/o sismi e/o tsunami e fenomeni di subsidenza è amplificata dalla vulnerabilità di un impianto di estrazione e dal valore delle vite e dei beni economici e naturali esposti.

E' ragionevole inoltre ipotizzare che l'ulteriore incremento dei processi di arretramento delle spiagge direttamente o indirettamente connessi ai processi di subsidenza potrebbe tradursi, in tempi rapidi, in danni incalcolabili al patrimonio abitativo, infrastrutturale, turistico e naturalistico della costa abruzzese.

Concludendo lo stato di rischio complessivo, potenzialmente connesso con lo sviluppo del progetto "Ombrina Mare 2", del campo pozzi e dell'impianto di raffinazione associati, non pare accuratamente valutato in tutti i suoi aspetti, soprattutto di natura geologica, sedimentologica e sismologica.

Si ritiene quindi che esso debba **essere stimato con maggior attenzione** onde evitare un futuro disastro antropico e la perdita di beni e vite umane come ci hanno insegnato i recenti "disastri" legati al verificarsi di eventi sismici in zone di elevata pericolosità quando tale pericolosità **non è stata tenuta in debita considerazione** .



OSSERVAZIONI SULLA LOCALIZZAZIONE ED EVENTUALI INCIDENTI

Nel quadro relativo alla stima degli impatti, correlato allo studio ambientale per il progetto “Ombrina mare”, presentato dalla società MEDOILGAS Italia S.p.a., si legge che il pozzo verrà installato a circa 6-11 chilometri dalla costa adriatica.

La struttura galleggiante di trattamento e stoccaggio olio (FPSO), con il relativo sistema di ancoraggio saranno ubicate circa 4/5 chilometri a NE della piattaforma Ombrina mare (acronimo OBM-A).

Il tratto della costa abruzzese più prossimo all’ubicazione della piattaforma, situato ad una distanza minima dalla costa di circa 6,5 chilometri è compreso tra Punta del Cavalluccio e San Vito Chetino, in provincia di Chieti. Il porto di Ortona dista circa 10,5 chilometri verso WNW, la foce del fiume Sangro, corrispondente al limite inferiore del permesso di ricerca B.R269.GC, è situata circa 10 chilometri verso Sud.

Secondo il quadro ambientale del progetto della società MEDOILGAS Italia S.p.a. (*pag. 3 del quadro ambientale*) le rilevanze marine di maggior pregio si riscontrano ad oltre 80 km a SE del sito, nelle Isole Tremiti, dichiarate riserva marina con D.M. del 14 luglio 1989 e dal 1996 inserita all’interno del Parco Nazionale del Gargano. Inoltre con D.M. 22 gennaio 2009 è stata istituita la Zona di Tutela Biologica “Area Tremiti”. A tal proposito è il caso di ricordare come, nella zona della Provincia di Chieti debbano essere considerate protette diverse aree, al contrario di quanto affermato dalla società MEDOILGAS Italia S.p.a.. Basti pensare all’istituendo Parco della Costa Teatina ed ai vari alvei fluviali che percorrono il territorio. Comunque, la sola presenza delle isole Tremiti nelle vicinanze delle coste abruzzesi dovrebbe, già di per sé, escludere la possibilità di installare piattaforme per estrazione, in quanto un eventuale e possibile incidente potrebbe causare un disastro ambientale proprio a scapito del Parco Nazionale del Gargano e delle isole stesse.

Installazioni del tipo richiesto dalla società MEDOILGAS Italia S.p.a., attualmente, possono essere autorizzate solo in Italia, in quanto negli altri paesi la situazione è completamente diversa. Le legislazioni straniere sono rigidissime nel concedere qualunque tipo di permesso di estrazione nelle vicinanze di coste ad alta densità di popolazione. Gli USA, che hanno già vissuto decine di catastrofi ambientali, hanno



vietato le estrazioni petrolifere a meno di 160 chilometri dalla costa. In Norvegia le piattaforme si trovano tutte in mare aperto, ad oltre 50 chilometri dalla costa.

Non va dimenticato che, oltre agli effetti negativi riscontrabili nel tempo, esiste anche una seria possibilità di eventi come blow-out, collisioni con e tra navi, naufragi, e quant'altro. Eventi a cui non segue mai un ripristino dello status *quo ante*, né la compensazione delle perdite economiche subite dalle popolazioni locali. La stessa società richiedente afferma (*pag. 224 studio di impatto ambientale*) che il serbatoio galleggiante (FPSO) sarà dotato dei sistemi di processo per il trattamento dell'olio, l'addolcimento del gas associato e lo stoccaggio dei diversi prodotti del processo, principalmente dell'olio ma anche dell'eventuale acqua di produzione e dello zolfo di recupero dal gas di soluzione. Le possibili perturbazioni associate allo sfruttamento del giacimento potranno essere, pertanto, disastri dovuti al trattamento dell'olio e fuoriuscite incontrollate di H₂S.

Nel progetto della società MEDOILGAS Italia S.p.a., tra l'altro, non viene prospettata alcuna possibilità che si possano verificare incidenti su un raggio molto maggiore di sei – undici chilometri. Tuttavia vi è un reale pericolo di danni causati ed associati all'estrazione e al trasporto petrolifero (*la stessa società alle pagg. 226 – 227 – 228 – 252 – 269 – 274 e 275 del proprio studio di impatto ambientale afferma che a seguito dell'installazione della piattaforma si verificherà un aumento del traffico marittimo locale e sulle rotte di collegamento con la terra ferma*), pericolo testimoniato da centinaia di catastrofi verificatesi negli anni. Data la configurazione di un ecosistema delicato, un "*mare chiuso*" come l'Adriatico, dove non è pensabile accrescere l'impatto del traffico marittimo, i danni causati dagli incidenti sarebbero elevatissimi, perché colpirebbero una costa ad alta densità di insediamenti urbani.

L'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO) ha analizzato le diverse catastrofi, rilevando che le cause di esse sono imputabili:

- per il 64% ad errore umano ;
- per il 16% a guasti meccanici ;
- per il 10% a problemi strutturali della nave ;
- per il 10% a cause ignote.



Alla luce di tale analisi, pertanto, è riscontrabile una scarsa **sicurezza del traffico petrolifero**.

Le previsioni effettuate dalla società MEDOILGAS Italia S.p.a. configurano uno scenario ottimale, mentre viene trascurata l'ipotesi peggiore.

E' noto infatti che gli incidenti sono frequenti nelle attività di estrazione, trasporto e lavorazione del petrolio. A titolo di esempio vale la pena riportare dei dati che riguardano gli Stati Uniti nel periodo 1990-1999. Solo dalle piattaforme presenti in acque territoriali USA ci sono stati 149 rilasci incontrollati di petrolio, con sversamento di circa 556 tonnellate di greggio. Nello stesso periodo dalle condutture marine per il trasporto del petrolio presenti in acque territoriali USA sono state rilasciate 567 tonnellate di olio. Un altro esempio viene dal Regno Unito dove tra il 1992 e il 1999 ci sono stati 1567 casi segnalati di sversamento di petrolio in mare da parte di piattaforme. Le conseguenze di tali incidenti sulla pesca, sul turismo e sulla qualità delle spiagge non viene descritta.

Dobbiamo, infine, ricordare le varie tipologie di sinistri che potrebbero verificarsi e di cui lo studio di impatto ambientale presentato dalla società MEDOILGAS Italia S.p.a. non tiene conto:

- **valutazione del rischio legato alla perdita di controllo del pozzo (blow-out)**

Per quanto riguarda il rischio legato alla perdita di controllo del pozzo (*blow-out*), la documentazione si limita ad elencare le misure tecniche di prevenzione, non è invece segnalato che dal 1978 ai giorni nostri, si sono verificati 4 blow-out (*due di gas naturale, uno di acqua di strato ed uno di olio e gas associato*) su 2009 pozzi perforati. È quindi possibile determinare una frequenza di accadimento pari a 1,99 ogni 1000 pozzi (*aggiornamento al 31 Dicembre 1999*)*).

L'impostazione del documento vuole trasmettere la convinzione che le misure di prevenzione siano in grado di annullare praticamente il rischio. Ma così non è perché lo 0,2% è tutt'altro che trascurabile.

Con riferimento ai blow-out si ammette candidamente di non essere in grado di fare previsioni. Si potrebbe fare riferimento, quanto meno, a incidenti già avvenuti e documentati, come quello di Trecate o quello di Sidoarjo (*Indonesia*).



Appare, tuttavia, evidente, come un'eruzione incontrollata di idrocarburi liquidi e gassosi, associata alla fuoriuscita di gas tossici in un fondale di poco più di 20 metri, a 6-11 chilometri dalla costa, non possa che essere catastrofico per la salute delle persone e per le attività economiche dell'intera regione e non solo, vista la vicinanza delle altre regioni con i luoghi in cui si vorrebbe installare la piattaforma.

Alla luce delle considerazioni appena effettuate possiamo arrivare alla conclusione che i blow-out hanno una bassa (*non trascurabile*) probabilità di accadimento, nonché conseguenze potenzialmente catastrofiche e la società MEDOILGAS Italia S.p.a. non è preparata per affrontarle.

- **valutazione del rischio legato alla collisione con navi e tra navi**

Considerazioni del tutto analoghe vanno fatte per il rischio legato alla collisione con navi. Nel documento prodotto dalla società richiedente l'autorizzazione alla perforazione vengono elencate le misure di prevenzione, ma non vengono prese in considerazione né la probabilità di accadimento in presenza di esse, né il danno atteso e neppure le procedure di intervento di emergenza.

Nessun accenno all'incremento del rischio collisione legato all'incremento del traffico di petroliere; non va infatti dimenticata la presenza di altre strutture simili - già esistenti o progettate - nelle immediate vicinanze. Anche in questo caso è facile rendersi conto che la probabilità di tali incidenti non è per nulla trascurabile e che un incidente di questo tipo abbia conseguenze catastrofiche.

- **valutazione del rischio legato a sversamenti accidentali di olio**

Un'osservazione particolare va fatta sugli interventi previsti in caso di sversamenti: in tali situazioni solo una piccola parte degli idrocarburi è recuperabile meccanicamente ed il principale metodo di intervento consiste nella dispersione delle chiazze.

La dispersione avviene naturalmente o attraverso disperdenti chimici che le separano e le fanno precipitare, trasportando l'inquinamento dalla superficie alla colonna d'acqua sottostante. Il petrolio sparisce così dalla vista ma rimane ugualmente nell'ambiente.

I disperdenti sono poi sostanze chimiche, a loro volta tossiche e inquinanti, che devono essere usate solo dopo aver valutato se possano causare all'ambiente un danno maggiore di quello provocato dal petrolio non trattato.



Rischio terrorismo

Una struttura del genere, presidiata da quindici civili, appare un ottimo bersaglio per attacchi terroristici: isolata ma facilmente raggiungibile, indifesa, con un significato simbolico (ditta petrolifera e anglosassone) e in grado di generare un enorme danno economico e psicologico.

Tale rischio non viene neppure menzionato.

Rischio radioattività

Tra le emergenze indicate nell'elenco precedente spicca l'inquietante punto D4: "*Radioattività*" di cui non si ha altra traccia in tutto il documento.

Si tratta forse di materiali usati nei fluidi di perforazione o - più probabilmente - delle trivelle radioattive del tipo "Nuclear logging while drilling"? Tali tecniche sono diffusamente usate da alcuni anni nell'industria petrolifera con i relativi rischi di contaminazione ambientale radioattiva. Lo SIA non tratta l'argomento (a parte l'accenno suddetto) ma neppure ne esclude espressamente l'uso.

Lo SIA pertanto non risponde alle seguenti domande: quali attività avvengono nell'impianto tali da dare luogo a tale emergenza? Nel ciclo produttivo ci sono materiali radioattivi? Esiste il rischio di un inquinamento radioattivo e - se presente - quale ne è l'entità e le misure di prevenzione e mitigazione del danno?

Rischio legato al troncamento delle condotte

A pag. 115 lo SIA afferma:

"L'interramento di una condotta è un'operazione che incide significativamente sui costi di realizzazione, ma contribuisce ad aumentare i margini di sicurezza contro il rischio di eventuali arature di ancore o attrezzature per la pesca a strascico."

Il processo di interrimento avverrà "*se necessario o se richiesto*".

Anche in questo caso è assente la valutazione del rischio, anche se l'utilità dell'interrimento viene esplicitamente riconosciuta. Nonostante questo però la misura non viene decisa per motivi economici. Si noti che lo SIA si sofferma poi inutilmente su ben tre diversi modi per l'interrimento - eventuale - delle condotte. Tralasciando però di



trattare gli effetti ambientali che potrebbe avere tale imponente movimento di sedimenti.

Conclusioni

L'impianto in esame è soggetto a incidenti ed emergenze che possono avere conseguenze catastrofiche e che - ovviamente - ricadono negli "impatti negativi rilevanti" di cui all'art. 22 del D.Lgs 152/06.

L'affermazione fatta a pag. 5 dello SIA:

"I contenuti del presente Studio rispondono a quanto richiesto dalla normativa vigente (D.Lgs 152/06 e s.m.i., in particolare art. 22 ed All. VII del D.Lgs n. 4 del 16 gennaio 2008 "Contenuti dello Studio di Impatto Ambientale di cui all'Art. 22")".

ricordando che il suddetto articolo al comma 3 punti b e c richiede:

- b) una descrizione delle misure previste per evitare, ridurre e possibilmente compensare gli impatti negativi rilevanti;*
- c) i dati necessari per individuare e valutare i principali impatti sull'ambiente e sul patrimonio culturale che il progetto può produrre, sia in fase di realizzazione che in fase di esercizio;*

è palesemente contraddetta da quella di pag.127 relativa all'impossibilità di "effettuare un'analisi di dettaglio dei rischi e un conseguente specifico e dettagliato Piano di Emergenza" e dall'assenza completa di valutazioni dei rischi in tutto il documento, sostituite da affermazioni rassicuranti e generiche ma senza giustificazione e quindi senza valore.

Si noti anche che, come mostrato in altre parti di questo documento, l'assenza di valutazione del rischio è prassi comune per tutti i pericoli, di ogni natura ed entità e non solo di quelli potenzialmente catastrofici trattati in questo capitolo.

Si può così concludere che: l'impianto in esame non ha i requisiti richiesti e che quindi lo SIA va rigettato non solo per la forma ma - soprattutto - per la sostanziale pericolosità di quanto ivi proposto.



OSSERVAZIONI SULLA PESCA - E SUI FATTORI DI PERTURBAZIONE

1.- Il piano di sviluppo “Ombrina mare” fa perno sul pozzo “OM2”, con coordinate geografiche: LAT 42° 19' 21,8” Nord, LONG 014° 975,36 cm 00,8” Est. La sua distanza minima dalla linea di costa è di 2,97 miglia nautiche (*1 miglio nautico = 1852 metri*) e la relativa batimetrica è di 20 metri (*carta nautica n° 992, I.I.M.M.*). Pertanto l'area di studio è caratterizzata in primis da questa posizione geografica, cioè il pozzo non solo è ubicato entro le 3 miglia nautiche, ma anche entro la batimetrica dei 50 metri. Localizzazione alquanto sensibile e deleteria per le attività della pesca, poiché centrata proprio dentro la fascia costiera, ovvero la zona di mare lungo la costa che rappresenta l'elemento più fragile del complesso ecosistema marino. Giuridicamente la fascia costiera è l'area di mare che dista 3 miglia nautiche dalla linea di costa o, laddove i fondali degradano lentamente verso il mare aperto, è quella che va dalla battigia fino ad un fondale di 50 metri. Dal punto di vista bionomico è l'area che va dal litorale fino all'esistenza delle piante marine (*alghe e fanerogame marine*), per cui è la zona che varia in base al grado di penetrazione della luce e che dipende, a sua volta, dal grado di trasparenza dell'acqua. Pertanto, la fascia costiera ha un ruolo di importanza strategica nei processi bio-ecologici dell'ambiente marino, nell'apporto dei nutrienti tramite i corsi d'acqua e l'organizzazione dei sali minerali, grazie al processo della fotosintesi clorofilliana da parte delle piante marine.¹ Da non sottovalutare poi che lungo tutta la fascia costiera adriatica si hanno processi vitali come la riproduzione e la crescita del novellame di molte specie ittiche tra le più pregiate del Mediterraneo. Inoltre, dal punto di vista socio-economico, la fascia costiera è l'area in cui opera in prevalenza la “piccola pesca”, molto diffusa sulla costa teatina. Questa tipologia di pesca assume una alta valenza ecologica, poiché utilizza attrezzi (es. reti da posta e nasse) che selezionano le specie da catturare.²

2.- Per quanto sopra espresso e in relazione a quanto riportato nel documento “Istanza di concessione di coltivazione D.30.B.C.-MO Progetto Ombrina Mare – Studio

¹ C.N.R., “*La gestione della pesca marittima in Italia*”, CNR – Roma, 2001, 65.

² Lelio Del Re, “*La pesca marittima in Abruzzo*”, D'Abruzzo – Edizioni Menabò, 2006.



di impatto ambientale”, in particolare nel capitolo: **4.7.2 Stime delle Potenziali Perturbazioni per Gruppi di Specie**; corre l’obbligo di osservare quando segue:

- a quanto riportato nello studio <le potenziali interferenze con le popolazioni bentoniche, paragrafo 4.7.2.1.>; sembrerebbe che nell’ambiente circostante l’impianto, sebbene venga alterato nelle fasi di installazione e posa delle condotte, si verificherebbe autonomamente un ripristino della comunità originaria, in media dopo il terzo anno dall’installazione. In sostanza la struttura della piattaforma immersa avrebbe un effetto positivo nella comunità, poiché diventerebbe fonte di richiamo di organismi bentonici, in particolare della specie *Mytilus galloprovincialis*. Poi, questi bivalvi non avendo capacità di bioaccumulare l’alluminio, non verrebbero sottoposti ad alcuna alterazione biologica. Tuttavia, si riporta che l’alluminio rappresenta il 92-96% del totale dei metalli pesanti che vengono normalmente rilasciati in mare dal sistema.

Sebbene potrebbe essere già stato pesantemente alterato l’ambiente marino durante la fase esplorativa³, si tiene a precisare che l’ambiente pristino subirà comunque una alterazione, a cui cercherà di opporsi (*resistenza ecologica*), ma in sostanza non può che mutare (*resilienza ecologica*). Ciò, tenendo conto che l’ambiente in questione non venga inquinato, ossia non subisca “l’introduzione, direttamente o indirettamente, di sostanze o energie, tali da provocarvi effetti deleteri dannosi per le risorse viventi, pericolosi per la salute umana, di ostacolo alle attività marine incluse la pesca, di compromissione della qualità dell’acqua in relazione al suo uso, compresi gli usi ricreativi ed estetici”⁴. Cosa che però si può verificare nelle piattaforme off-shore, per esempio a causa di possibili perdite dalle flange o dalla testa del pozzo.

D’altronde qualsiasi impianto d’estrazione produce un certo livello d’inquinamento, in particolare durante la fase estrattiva. Precisamente nelle operazioni di perforazione avvengono rilasci di fluidificanti oleosi, il cui impatto sull’ambiente circostante è importante, nonché di detriti (*ad es. marne*).⁵

³ AA.VV., “Manuale per la difesa del mare e della costa”, Fondazione Giovanni Agnelli, 1990, 152.

⁴ Definizione di “Inquinamento marino” dalla “Convenzione per la Protezione del Mare Mediterraneo Contro l’Inquinamento” (Convenzione di Barcellona, 1997).

⁵ R. Danovaro ed altri, “Ecologia e protezione dell’ambiente marino costiero”, UTET, 1997, 272.



Per quanto concerne il popolamento di mitili lungo le strutture off-shore, sotto l'aspetto ecologico non rappresenta alcun vantaggio per lo sviluppo, in senso lato, delle comunità bentoniche. I mitili sono invasivi, per cui tendono a limitare lo sviluppo ed il popolamento di altri organismi bentonici. Sebbene non accumulano l'alluminio, i mitili possono essere considerati dei bioindicatori in quanto possono accumulare molti metalli pesanti, quali: rame, mercurio, arsenico, cadmio, cromo e zinco (in ordine decrescente di tossicità)⁶. Questo sviluppo ed abbondanza di mitili è da ritenersi significativo, ma non di certo positivo nel momento che entrano nella catena trofica, con possibili conseguenze negative per la salute umana.

- per quanto concerne <le interferenze con le specie ittiche e l'attività di pesca, paragrafo 4.7.2.2.>, bisogna puntualizzare che è alquanto improprio affermare che la piattaforma OM2, ubicata entro le 3 miglia nautiche, possa svolgere un'azione di "riduzione dei fondi pescabili, limitando i danni provocati dalla pesca a strascico".

La normativa in vigore, già da tempo impone il divieto della pesca a strascico nella zona costiera corrispondente alle 3 miglia nautiche. Poi l'affermare che "l'interferenza con l'attività di pesca durante l'installazione delle strutture, sebbene rilevante per il traffico dei mezzi navali e dal rumore prodotto nella zona di riferimento, è comunque da considerarsi temporaneo e completamente reversibile", è a dir poco inverosimile.

La temporanea installazione di tutto il sistema supera i venti anni, per cui in un periodo così lungo è possibile che si verifichi una desertificazione nel substrato circostante a causa degli inquinanti (perdite di oli, rilascio di metalli pesanti e detriti), del rumore, dell'aumento dell'illuminazione e della torpidità nella colonna d'acqua. Inoltre, l'attività di pesca, comunque sottoposta a ben 12 su 18 fattori di perturbazione, come da Tabella 4.1a, è probabile che a fine progetto risentirà della mancata produzione, specialmente quella relativa alla piccola pesca, che attualmente rappresenta più del 70% della produzione ittica locale. Infine, l'insistenza dello studio nel tendere a dimostrare che l'insediamento è proficuo per il futuro della pesca, ovvero che si può considerarlo alla pari di una barriera artificiale, è un paradosso.

⁶ *Ibid*, 290.



Primo, perché se si riflette sulle possibili perdite di greggio per danni gravi o per incidenti agli impianti di estrazione e stoccaggio (*cose da non ignorare*) è inammissibile accostare detti impianti a pseudo barriere artificiali. Le barriere edificate per scopi di ripopolamento delle specie ittiche, vengono insediate secondo determinati criteri e costruite con materiali specifici, al fine di rispettare quanto più possibile l'ambiente pristino. Secondo, è oltremodo contraddittorio e irrazionale che possa essere autorizzata la concessione all'impianto off-shore in parola, proprio in vicinanza di ben tre aree destinate dalla Regione Abruzzo, con fondi U.E. e con determinazione DH18/27 del 29.04.2004, "allo sviluppo e protezione delle risorse acquatiche nella provincia di Chieti, prospicienti il Comune di Ortona e San Vito Chietino". I lavori sono stati ultimati il giorno 12/08/2005, come risulta dal certificato di ultimazione redatto in data 26/08/2005, mentre le attività di monitoraggio scientifico e di controllo sono iniziate nel 2006. A tal proposito rimane un'ultima considerazione; la U.E. non avrebbe facilmente elargito fondi per un insediamento di aree adibite a protezione delle risorse marine in prossimità di un impianto off-shore, data l'attenta e severa politica comunitaria verso la gestione integrata delle zone costiere⁷.

⁷ Direttiva 2008/56/CE del Parlamento Europeo e dl Consiglio, 17/06/2008.



OSSERVAZIONI RELATIVE A VINCOLI NORMATIVI E DI CARATTERE ECONOMICO-TURISTICO

Il SIA, sotto il paragrafo 2.3. "Finalità ed obiettivi del progetto", sostiene che "la scelta della soluzione di trattamento e stoccaggio olio con FPSO, concentrando tutte le operazioni in alto⁸ mare, permette di minimizzare gli impatti sulla componente antropica, sugli elementi ambientali e paesaggistici della costa non andando a modificare l'assetto produttivo della costa stessa (*soprattutto in presenza di agricoltura di tipo intensivo: vigneti, uliveti e frutteti*)."*" (p. 57)*

In merito a tale tesi, si osserva che:

La ricognizione del "Contesto socio-economico" (§3.7., pp. 212-214) astrae dall'importanza socio-economica di tutte quelle attività produttive che si svolgono sulla terraferma ma sono condizionate allo stato ambientale e paesaggistico della zona marina. Il SIA basa tale astrazione su ipotesi non fondate.

Le carte delle correnti superficiali riportate alle pagine 156-7 del SIA evidenziano come dette correnti siano parallele alla linea di costa, i.e. tendano a disporsi in direzione NW-SE. Dunque ne risulta del tutto infondata la lettura del SIA (p. 155), secondo cui "La zona di mare oggetto dell'indagine viene interessata da una corrente superficiale dominante di direzione NE-SW". Di conseguenza è irricevibile l'asserzione del SIA secondo cui il serbatoio-raffineria galleggiante (FPSO) tenderà a disporsi, "vista l'elevata frequenza di correnti da NE, in posizioni tali da mostrare nella maggior parte dei casi una sagoma di dimensioni minori della sua lunghezza effettiva" (p. 280). Al contrario, il FPSO tenderà a disporsi parallelamente alla linea di costa, mostrandosi in tutta la sua notevole (320 mt x 33) e prospiciente (10 km) stazza.

Per quanto riguarda la ricognizione del "Regime anemologico" (pp. 151-5), i settori di massimo *fetch* evidenziati nelle figure di pag. 152 mostrano come i venti

8

Si tratta in verità di 20,6 metri.



prevalenti, quelli da NO e quelli da SE, insistano entrambi in direzione del litorale abruzzese. Alle spalle del litorale, il regime anemologico è peraltro vincolato dalla presenza dei gruppi montuosi più importanti dell'Appennino, il Gran Sasso e la Majella. Il SIA omette di dedurre che i venti che insistono sul serbatoio-raffineria galleggiante (FPSO) tenderanno quasi sempre a riportare le sue consistenti emissioni in direzione della fascia costiera.

Assodato dunque che la SIA astraie illegittimamente dall'impatto ambientale e paesaggistico del "Progetto Ombrina Mare" sulle attività economiche della terraferma, riteniamo opportuno sottolineare un aspetto evocato dal SIA riguardo la pesca. Quando parla del *biofouling* (p. 276) lascia credere che un pozzo minerario sia una manna per pesci, non – come invece è – un'occasione per l'ignara fauna ittica di nutrirsi di elementi contaminati dalle sostanze tossiche usate dall'industria mineraria. Come noto, molti organismi marini hanno la tendenza al cd. bioaccumulo, per cui le intossicazioni persistono passano di preda in predatore fino alle nostre tavole. Ciò comporterà nocimento non solo per la pesca e per gli operatori che lavorano il pescato, ma generalizzati danni sanitari.

Si osserva inoltre che il SIA non presta la dovuta attenzione ai molteplici rischi cui è esposto il progetto in questione. Tale negligenza è tanto grave in quanto gli idrocarburi trattati nel giacimento in oggetto sono particolarmente ricchi di zolfo (H_2S) e perciò esposti, in ogni fase della lavorazione, al rischio di incidente rilevante.

In virtù di quanto finora osservato, si ritiene non sostenibile la tesi della SIA secondo cui la soluzione con FPSO non va "a modificare l'assetto produttivo della costa (*soprattutto in presenza di agricoltura di tipo intensivo: vigneti, uliveti e frutteti*)". Non solo il SIA astraie con ipotesi infondate dagli impatti fisici ed economici sulle attività ittiche e agro-alimentari, nonché sulla salute (*umana, animale e vegetale*), ma anche dall'impatto sull'economia turistica della costa e del territorio retrostante. Sull'entità di questi danni possiamo prendere le serie storiche relative alla Basilicata come riferimento degli impatti dell'industria mineraria sulle altre attività. Questi dati dimostrano che in

economie come quelle delle province italiane, in cui convivono in poco spazio molteplici tipi diversi ma complementari di attività economiche, l'industria mineraria ha un impatto recessivo e il sistema economico perde competitività.

Si consideri innanzitutto la cronologia della produzione di idrocarburi in Basilicata, espressa in questa tabella copiata dalla p. 37 del rapporto Banca d'Italia, *L'economia della Basilicata nell'anno 2007*:

Tavola a7

Produzione di idrocarburi in regione
(tonnellate di petrolio e metri cubi standard di gas, variazioni percentuali rispetto all'anno precedente)

| ANNO | Olio | Var. % | Gas | Var. % |
|------|-----------|--------|-----------|--------|
| 1994 | 219.429 | 40,7 | 372.365 | -2,0 |
| 1995 | 270.832 | 23,4 | 379.698 | 2,0 |
| 1996 | 395.003 | 45,8 | 448.455 | 18,1 |
| 1997 | 567.592 | 43,7 | 471.728 | 5,2 |
| 1998 | 485.241 | -14,5 | 403.997 | -14,4 |
| 1999 | 534.936 | 10,2 | 361.340 | -10,6 |
| 2000 | 836.905 | 56,4 | 386.914 | 7,1 |
| 2001 | 1.108.750 | 32,5 | 444.858 | 15,0 |
| 2002 | 2.638.000 | 137,9 | 798.000 | 79,4 |
| 2003 | 3.262.539 | 23,7 | 837.000 | 4,9 |
| 2004 | 3.369.505 | 3,3 | 835.199 | -0,2 |
| 2005 | 4.386.036 | 30,2 | 1.070.148 | 28,1 |
| 2006 | 4.312.690 | -1,7 | 1.103.525 | 3,1 |
| 2007 | 4.366.186 | 1,2 | 1.211.672 | 9,8 |

Fonte: Ministero dello Sviluppo economico.

L'impennata nell'attività mineraria è dovuta all'istallazione di una raffineria per il trattamento di quei greggi che, come il petrolio abruzzese, sono molto carichi di zolfo (H₂S). Si confronti tale cronologia con quella dei dati Istat⁹ sulla produzione dei principali prodotti dell'industria agro-alimentare del Mezzogiorno, il vino e l'olio d'oliva:

Produzione di vino in migliaia di ettolitri (dati ISTAT)

| | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | Med '80 |
|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Basilicata | 20.032 | 19.305 | 17.170 | 22.576 | 21.031 | 20.577 | 18.079 | 16.489 | 12.764 | 7.904 | 17.593 |
| | | | | | | | | | | | |
| Basilicata | 5.133 | 17.670 | 16.989 | 19.124 | 17.079 | 21.077 | 23.848 | 19.305 | 19.714 | 21.576 | 18.151 |
| | | | | | | | | | | | |
| Basilicata | 20.350 | 15.626 | 13.309 | 12.810 | 9.630 | 10.765 | 10.629 | 9.539 | | | 12.832 |

⁹ Tavola 6 dei dati sul Valore aggiunto dell'agricoltura per regione (http://www.istat.it/dati/dataset/20070601_00/).



Aldilà della variabilità delle annate, la produzione media annuale negli anni '80 è di 17.6 milioni di ettolitri e di 18.1 negli anni '90. Nel periodo 1995-99, mentre l'attività mineraria lucana è ancora in fase autorizzativa o d'installazione, si producono mediamente 21.1 mln di ettolitri di vino l'anno. Del 2001 iniziano a vedersi gli effetti delle incompatibilità delle diverse attività: 15.6, poi 13.3, 12.8, per finire al 9.6 del 2004, anno in cui l'attività vitivinicola raggiunge il suo nuovo potenziale associato alla convivenza con la lavorazione di idrocarburi carichi di H₂S: le recenti performance – 10.7 ('05), 10.6 ('06), 9.5 ('07) – rappresentano la metà del potenziale antecedente al 2000. Cause ambientali (*inquinamento*), biologiche (*fitotossicità*) e prettamente economiche (*immagine*) rendono nullo il valore di mercato del prodotto e portano alle contrazioni produttive registrate dai dati.

Considerazioni simili valgono per i dati sulla produzione di olio d'oliva, dal 1985 ad oggi, in tabella espressi in milioni di euro ai prezzi di base del 2000 (Istat):

| Med. 85-89 | Med. 90-94 | Med. 95-99 | Med. 00-01 | Med. 02-07 |
|------------|------------|------------|------------|------------|
| 28,7 | 29,4 | 31,9 | 31,3 | 15,7 |

Come per il vino, si è distrutta velocemente oltre la metà dei redditi associati al prodotto-olio. L'inquinamento dovuto all'industria mineraria è stato rinvenuto anche nel miele: nel 2003 i ricercatori dell'Università della Basilicata vi hanno trovato "significant amounts of hydrocarbons"¹⁰ (quantità significative di idrocarburi). Queste mutate condizioni ambientali hanno comportato anche una svalutazione del patrimonio immobiliare, che costituisce la forma fondamentale della ricchezza delle famiglie. Nel 2006 la Basilicata deteneva un duplice primato in Italia, quello della produzione di idrocarburi e il peggior rapporto tra saldo migratorio e tasso di disoccupazione (Banca d'Italia, *L'economia delle regioni italiane nell'anno 2007*, p. 68).

I dati della Banca d'Italia – disponibili dal sito:

http://www.bancaditalia.it/statistiche/rapp_estero/altre_stat/turismo-

[int;internal&action=_setlanguage.action?LANGUAGE=it](http://www.bancaditalia.it/statistiche/rapp_estero/altre_stat/turismo-int;internal&action=_setlanguage.action?LANGUAGE=it) – testimoniano anche del

¹⁰ Bentivenga, D'Auria et al. (2004), SMPE-GC-MS analysis of volatile organic compounds in honey from Basilicata. Evidence for the presence of pollutants from anthropogenic activities, *International Journal of Food Science and Technology*, 39, pp. 1079-86.



declino turistico della Basilicata e in particolare della provincia di Potenza, maggiormente interessata all'attività mineraria con idrocarburi greggi molto ricchi di H₂S. I dati sui viaggiatori stranieri – che sono il miglior indice sintetico dell'attrattività turistica di un territorio – testimoniano di una situazione gravemente involuta, sia in termini di numero di pernottamenti, sia in termini di spesa.

| Provincia visitata | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | Gen-Ott '08 | Gen-Ott '09 |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <i>numero di pernottamenti (in migliaia)</i> | | | | | | |
| BASILICATA | 1813 | 1041 | 677 | 513 | 452 | 524 |
| MATERA | 541 | 520 | 139 | 142 | 114 | 228 |
| POTENZA | 1272 | 521 | 538 | 371 | 338 | 295 |
| ABRUZZI | 4266 | 4999 | 4447 | 4521 | 4233 | 2977 |
| CHIETI | 578 | 968 | 744 | 1233 | 1192 | 554 |
| L'AQUILA | 656 | 610 | 787 | 726 | 617 | 418 |
| PESCARA | 2115 | 2485 | 1988 | 1644 | 1547 | 1228 |
| TERAMO | 918 | 936 | 928 | 918 | 878 | 778 |
| <i>spesa (in milioni)</i> | | | | | | |
| BASILICATA | 77 | 73 | 36 | 37 | 33 | 35 |
| MATERA | 33 | 41 | 9 | 13 | 12 | 17 |
| POTENZA | 44 | 32 | 27 | 24 | 21 | 18 |
| ABRUZZI | 255 | 262 | 248 | 276 | 256 | 183 |
| CHIETI | 43 | 55 | 33 | 63 | 60 | 32 |
| L'AQUILA | 40 | 32 | 42 | 43 | 39 | 24 |

I dati dicono che da quando la Basilicata è diventata un distretto petrolifero la sua attrattività turistica si è molto ridotta: di ciò soffre non solo l'industria turistica in senso stretto, ma l'economia regionale tutta che perde un'importante fonte esogena di capacità di spesa.

In Abruzzo – aldilà dell'ultimo anno in cui, per il noto evento sismico aquilano e la generale crisi economica, si è registrato un sensibile calo congiunturale dell'attività turistica – mentre il turismo si mantiene complessivamente costante si osserva come la Provincia di Chieti sia quella che sta maturando una maggiore attrattività turistica.

Ciò è dovuto soprattutto alla valorizzazione dell'unicità paesaggistica di un territorio che in una linea d'aria di 40 km passa dai 3000 metri delle vette della Majella alla Costa dei Trabocchi—un'unicità che sarà compromessa, con gravi riflessi economici, dal "Progetto Ombrina Mare".



OSSERVAZIONI CARENZE PROCEDURALI-NORMATIVE

Lo S.I.A. presentato dalla Med Oil a supporto dell'istanza di concessione di coltivazione di D.30.B.C – MD, ha ad oggetto il programma di sviluppo del giacimento ad olio Ombrina mare, e dei livelli a gas pliocenico sovrastanti (*perforazione*), che prevede, inoltre, l'installazione delle infrastrutture necessarie per la coltivazione dei giacimenti (piattaforma, serbatoio galleggiante, condotte sottomarine).

E' volta ad espletare la VIA ex dlgs. 152/06, ritenendo di essere conforme al dettato normativo e fondando la propria iniziativa sull'invocazione di una norma, quale l'art. 2 L. 9/91, abrogata dal dlgs. 152/06 come modificato dall'art. 1 L. 4/08 e, pertanto, erroneamente ritenendo tout court "l'estensione dell'applicazione della procedura della VIA alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi" (v. p. 20 istanza).

Sotto tale profilo vale la pena preliminarmente rilevare come la procedura inoltrata debba ritenersi improcedibile ed inammissibile innanzitutto in quanto avente ad oggetto, non "un progetto" come imporrebbe la VIA ai sensi del tit. III, parte II dlgs. 152/06 ma, un "piano o programma" rientrante, a tutto voler concedere, nel diverso alveo della VAS¹¹ ai sensi dell'art. 6, I-IV co. dlgs. 152/06 come disciplinata dal tit. III, parte II medesimo testo normativo che fa espressamente riferimento alla realizzazione di progetti di cui, tra le altre, relative alle attività ex allegato II.

Ciò posto, e quand'anche si dovesse ritenere l'applicazione anche a casi come quello di specie della VIA, pure il documento presentato non soddisfa in alcun modo i requisiti e le condizioni al fine del buon esito della procedura, risultando palesemente insufficiente, contraddittorio ed erroneo per i rilievi di seguito.

¹¹. La cui applicazione permetterebbe ex art. 12 la "verifica di assoggettabilità" anche "ai programmi ed ai piani di cui al II co. art. 6 che determinano l'uso di piccole aree a livello locale". Tale procedimento nel prevedere l'obbligo per l'Autorità Procedente di informazione dell'Autorità Competente, stabilisce un'istruttoria che coinvolge direttamente quest'ultima chiamandola ad emettere



II) INAMMISSIBILITA' DELLO SIA PER PALESE VIOLAZIONE DELLA L. 239/04 SUI PROCEDIMENTI DI RILASCIO DI PERMESSO DI RICERCA E DI CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE.

Prima ancora che non soddisfare i requisiti tipizzati, lo SIA in esame è inammissibile in quanto relativo a istanze, quali il “permesso di ricerca” e la “concessione di coltivazione”, che non solo presuppongono requisiti differenti per i relativi provvedimenti di VIA ma che, e soprattutto, sono oggetto di procedimenti di rilascio del tutto autonomi e separati.

Preliminarmente, occorre chiarire come diversamente da quanto a tratti sembrerebbe apparire ed a tratti da quanto riferito nello stesso documento in esame, la normativa che governa la materia dei permessi di ricerca e quella delle concessioni di coltivazione è contenuta nella L. 239/04¹² come modificata dalla L. 99/09 sul “*Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*”.

Tale normativa regola diversamente il “*permesso di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi in mare*” ex comma 79, art. 1, dalla “*concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi*”¹³ ex comma 82 – ter, art. 1 della L. 239/04, con ciò sostituendo di qualunque fondatezza e pregio i riferimenti indicati dal suddetto programma.

Imponendo, pertanto, l'ottenimento di distinti provvedimenti e procedimenti di VIA, ognuno relativo alla diversa istanza, di ricerca o di coltivazione.

provvedimenti di verifica assoggettando o escludendo il piano od il programma dalla valutazione ex procedimento artt. 13-18 dlgs. 152/06.

¹² In particolare, tale normativa dichiara al proprio comma 83 che “*le disposizioni di cui ai commi da 77 a 82*” che regolano le differenti procedure di permessi di ricerca e di concessione di coltivazione “*si applicano anche ai procedimenti in corso alla data di entrata in vigore della presente Legge*”, nei quali certamente rientra quello di cui all'istanza in esame.

¹³ **A) Permesso di ricerca - “ex art. 1, comma 79, L. 239/04”:** Il permesso di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui all'art. 6 della L. 09/91 e successive modificazioni, viene rilasciato a seguito di un “procedimento unico” al quale partecipano le Amministrazioni statali interessate, nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla L. 241/90.

Esso “procedimento unico”, consente lo svolgimento di attività di prospezione, consistenti in rilievi geologici, geofisici e di geochimica, 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 VIA, 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.

Il comma 81 della medesima Legge 239/04, inoltre, assoggetta “*l'attività di prospezione*” di cui al comma 79, **alla verifica di assoggettabilità alla VIA** di cui all'art. 20 Dlgs. 152/06, con esclusione espressa dei casi in cui ricada “*all'interno di aree marine a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, di ripopolamento, di tutela biologica o di tutela archeologica, in virtù di leggi nazionali o in attuazione di atti e convenzioni internazionali*”, ciò che escluderebbe dalla procedura ridetta, l'attività di prospezione de qua, rientrando nel novero delle zone c.d. protette.

Sotto tale profilo, suffraga l'art. 6 comma tredicesimo della L. 09/91, in virtù del quale “*sono sospesi i permessi di ricerca nelle zone dichiarate parco nazionale o riserva marina.*”



Il tutto con il dovuto rilievo che ove così non fosse e se, cioè, fosse rilasciato un provvedimento di VIA cumulativo per entrambi gli intenti di ricerca e di coltivazione, si eluderebbero e comprometterebbero sostanzialmente le differenti procedure per il rilascio. Il che renderebbe l'eventuale provvedimento stesso illegittimo ed inaccettabile posto che il provvedimento di VIA, per espressa previsione della L. 152/06, "sostituisce, coordina,... tutte le autorizzazioni, intese....." necessari all'esercizio ed alla realizzazione dell'opera ma nella sola materia ambientale.

Nel precisare che la L. 239/04 detta una norma comune ai due procedimenti nella misura in cui stabilisce "nel procedimento unico di cui ai commi da 77 a 82 – Ter, è indetta la Conferenza di Servizi ex L. 241/90 nell'ambito della quale si considera acquisito l'assenso dell'Amministrazione convocata se questa non partecipa.....". (comma 82 – *quinquies*) pure si rileva quanto segue.

Nella misura che ci occupa, pure la L. 09/91 vigente, prevede sia per il permesso di ricerca (art. 5, XI co) che per la concessione di coltivazione la possibilità di revoca del permesso di ricerca, ex art. 2, L.241/90 anche su istanza di P.A. o Associazioni di cittadini, qualora sussistano motivi gravi attinenti al pregiudizio di situazioni di particolare valore ambientale. Prevedendo la sospensione nelle zone dichiarate Parco nazionale o Riserva marina, al comma 13.

Non solo. Per mera completezza e sempre in tema di requisiti di cui alla normativa sostanziale per il relativo rilascio, influente, pertanto anche sul punto della valida emissione del provvedimento di VIA che non può da quella prescindere :

b) sulla Concessione di coltivazione: L'art. 9 della L. 09/91 nel dettare le disposizioni generali sulla concessione di coltivazioni prevede il rilascio solo allorquando "la capacità produttiva dei pozzi e gli altri elementi di valutazione geomineraria disponibili giustificano tecnicamente ed economicamente lo sviluppo del giacimento scoperto".

Orbene non v'è chi non veda come nel caso di specie la produzione che la stessa Istante dichiara di prevedere di realizzare sia talmente esigua da far venir meno la pur necessaria condizione di cui sopra per il rilascio che intende ottenere.

V'è pure la previsione dell'applicabilità al comma 2 dell'art. 6, comma 11, circa la possibilità di revoca per gravi motivi di pregiudizio ai valori ambientali.



Si sancisce inoltre al comma 5, il dovere di allegazione all'istanza del "programma di sviluppo del giacimento".

Il medesimo art. 9 al comma 5 conferma inoltre l'applicabilità alle concessioni in terraferma dell'art. 27, commi 3,4,5 e 6 della **L. 613/67 recante titolo "ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale."**

L'art. 27 della L. 613/67, dispone, inoltre che *"La domanda di concessione deve essere presentata a pena di decadenza entro 1 anno dal riconoscimento da parte dell'Ufficio Nazionale Minerario per gli idrocarburi del ritrovamento."*

Posta dunque l'ovvia indagine sul se o meno l'Istante, abbia rispettato il termine detto, stabilisce pure l'art. 27 della medesima Legge, che il programma deve contenere il termine entro il quale si prevede di completare lo sviluppo del campo e di dare inizio alla coltivazione.

III) NORMATIVA DI RIFERIMENTO VIA – MANCANZA DEI REQUISITI EX DLGS. 152/06 - INCOMPLETEZZA DELLA DOCUMENTAZIONE PRESENTATA ANCHE ALLA LUCE DEL DLGS. 216/06 – APPLICABILITA' DELL'ART. 23 DLGS. 152/06.

La documentazione presentata è incompleta, confusionaria, erronea ed inidonea all'espletamento della procedura di VIA e pertanto va dichiarata la caducazione del relativo procedimento attivato, valendo il progetto come non presentato ex art. 23 dlgs. 152/06 .

Sotto tale profilo, per sua stessa ammissione, lo SIA de quo oltre a non soddisfare validamente le ottemperanze che si propone di adempiere a causa della sua palese contraddittorietà, erroneità ed incongruenza, nemmeno corrisponde nei contenuti ai requisiti legali indispensabili ai fini della sua "completezza".

In effetti, mentre si preoccupa pur malamente di rispondere ai requisiti di cui all'art. 22 e relativo all. VII dlgs. 4/08, ingiustificatamente trascura formalmente e sostanzialmente i requisiti ex art. art. 10 dlgs. 152/06 che assoggetta lo SIA per gli elaborati progettuali di cui all'all. V) dlgs. 59/05 (tra i quali rientrano le "raffinerie"), alle ulteriori informazioni di cui all'art. 5, I e II co. dlgs 59/05.



Senza entrare nel dettaglio tecnico, sotto tale ultimo profilo, non v'è chi non veda come se la documentazione de qua appare lacunosa e contraddittoria sulle informazioni di carattere generale, addirittura carente appare nelle indicazioni di prevenzione e di sicurezza degli incendi, delle emissioni e dell'inquinamento sulla base di tale ultima riferita disciplina.

Mancano, inoltre, del tutto le pur dovute indicazioni ex Allegato 6 D.Lgs. 152/06, in tema di “MONITORAGGIO E CLASSIFICAZIONE DELLE ACQUE IN FUNZIONE DEGLI OBIETTIVI DI QUALITA' AMBIENTALE” che nello stabilire i criteri per il monitoraggio e la classificazione dei corpi idrici superficiali e sotterranei (1) contempla anche le acque costiere. Letteralmente “Sono corpi idrici significativi quelli che le autorità competenti individuano sulla base delle indicazioni contenute nel presente allegato e che conseguentemente vanno monitorati e classificati al fine del raggiungimento degli obiettivi di qualità ambientale.”

Dichiara al punto 1.1.3 sulle ACQUE MARINE COSTIERE “Sono significative le acque marine comprese entro la distanza di 3.000 metri dalla costa e comunque entro la batimetrica dei 50 metri”.

Specificamente trattasi di informazioni relative alle emissioni ed al rilascio di sostanze inquinanti, sia nella loro quantità che nella loro tipologia e qualità da rilasciarsi nelle modalità e secondo le tabelle ivi contemplate e dovute all'esercizio delle attività per le quali si richiede il VIA.

Tanto più necessario appare lo studio di cui sopra, attesa la strettissima prossimità dell'attività ai confini con le acque costiere marine come definite, dalla quale non possono non derivare ai danni di quest'ultima conseguenze.

Sotto tale profilo, il documento in esame rileva solo le caratteristiche idrogeologiche, meteo-marine etc... concludendo peraltro “non è possibile a questo stadio di definizione del progetto effettuare un'analisi del dettaglio dei rischi”.

Vanifica ed elude l'applicazione del combinato disposto ex artt. 79, I co. lett. d) e artt. 87 e 88 dlgs. 152/06 che sottopone “le acque destinate alla vita dei molluschi” ad un regime di particolare protezione che coinvolge tramite intese, le Regioni attribuendo a queste



ultime, in caso di violazione dei parametri tab. 1/c all. 2) parte III medesimo dlgs., l'adozione di misure appropriate.

Sotto tale rilevato profilo, e posto che in soli 19 mesi i due pozzi Ombrina hanno prodotto in un'area vastissima un livello di tossicità ISPRA medio (*come da certificazioni e discussioni sul punto ARTA*) non v'è chi non veda come i livelli sopra riferiti con certezza verrebbero violati con un'attività quale quella di cui al programma, che coinvolgerebbe non 2 ma 4/6 pozzi e per un periodo non di 19 mesi ma di 20 anni prorogabili di ulteriori 10 anni!!!

Viola, sempre per incompletezza, le norme sulla tutela dei patrimoni ittici ex art. 144 dlgs. 152/06, non contenendo in alcun modo un'analisi degli impatti che su questo avrebbe l'attività che si propone di realizzare per i futuri 20/30 anni con l'attivazione di 4/6 pozzi!

Il documento è carente e pertanto si pone in aperta violazione della normativa in materia di "tutela della risorsa idrica" ex artt. 95-98 dlgs. 152/06 e artt. 145 e 146 medesimo dlgs. che prevedono un regime di informazioni che l'istante è tenuta a presentare e che impongono all'utilizzatore della risorsa idrica di adottare le misure necessarie all'eliminazione degli sprechi e alla diminuzione dei consumi, disponendo altresì misure in materia di "equilibrio del bilancio e del risparmio idrico".

Viola la disciplina sugli "scarichi del sottosuolo e acque sotterranee" ex art. 104 dlgs. 152/06 che ne fa DIVIETO SALVO AUTORIZZAZIONE dell'Amministrazione competente (Ministero dell'ambiente per i giacimenti in mare) che la rilascia DIETRO Indagine preventiva. Nello specifico l'istante deve indicare le modalità dello scarico che comunque non deve contenere acque di scarico o sostanze pericolose diverse da quelle derivanti dalla separazione degli idrocarburi. Lo scarico in mare può avvenire solo se la concentrazione di olii minerali sia inferiore a 40mg/l. Lo scarico in mare è autorizzato PREVIA PRESENTAZIONE DI UN PIANO DI MONITORAGGIO per la verifica dell'assenza di pericolo per le acque e per gli ecosistemi acquatici



Viola la disciplina sulla posa di condotte ex art. 109, V co. dlgs. 152/06 che letteralmente stabilisce “la movimentazione dei fondali marini derivante dall’attività di posa in mare di cavi e condotte è soggetta ad autorizzazione regionale. Salvo caso di condotte o cavi facenti parte reti di interesse nazionale, l’autorizzazione è rilasciata dal Ministero dell’Ambiente sentite le Regioni interessate nell’ambito del procedimento unico di autorizzazioni delle stesse reti”.

Orbene, oltre a non fare menzione della pur necessaria autorizzazione regionale, il documento sul punto de quo appare incompleto nella misura in cui trascura del tutto l’analisi degli effetti che da tali operazioni di movimentazione del fondale potrebbe derivare alla morfologia e relative conseguenze.

Non di minor conto quell’altro rilievo per cui, sempre in punto di incompletezza della documentazione ai sensi dell’art. 23 dlgs. 152/06, ai fini dell’istanza del VIA è necessario allegare , tra le altre, l’elenco delle autorizzazioni, intese e concessioni, licenza pareri, nulla osta già acquisiti o DA ACQUISIRE ai fini della realizzazione dell’opera.

Sotto tale ultimo profilo, il documento in esame ignora del tutto con le dovute conseguenze anche in ordine alla incompletezza per mancanza di indicazioni di autorizzazioni relative, la normativa di cui al D.lgs. 4 aprile 2006 n.216 di “Attuazione delle direttive 2003/87 e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto.” che pure estende il proprio ambito di applicazione anche alle attività di cui al proprio all. A) tra le quali le attività petrolifere ed ai gas effetto serra di cui all B) (*CO₂; CH₄; N₂O; HFC; PFC; sf₆*).

Orbene, per tali attività, all’art. 4) sulle “*Autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra*” letteralmente stabilisce: “1. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, nessun impianto può esercitare le attività elencate nell’allegato A che comportino emissioni di gas ad effetto serra specificati nel medesimo allegato in relazione a tali attività, senza essere munito dell’autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra rilasciata dall’autorità nazionale competente” (*Autorità competente identificata*



all'art. 8 come mod. dalla L. 99/09, con il Comitato Nazionale per la gestione della direttiva 2003/87/CE e per il supporto della gestione delle attività di progetto del protocollo di Kyoto).

Mancano, inoltre le autorizzazioni ex artt. 125 e 269 dlgs. 152/06 previste, rispettivamente, per gli “scarichi delle acque reflue industriali” indicando la quantità e la qualità degli scarichi ed il loro volume annuo; e per “le emissioni atmosferiche”.

IV) CONTRADDITTORIETA' DEL PROGETTO DI SVILUPPO DI GIACIMENTI CON LA STRATEGIA ED IL PROGRAMMA DI SVILUPPO ENERGETICO NAZIONALE NONCHE' CON GLI INDIRIZZI NORMATIVI NAZIONALI, SOVRANAZIONALI ED INTERNAZIONALI IN MATERIA ENERGETICA NAZIONALE

Oltre ad essere palesemente in contrasto con le esigenze di tutela ambientale e della salute umana, il progetto di sviluppo in esame si pone in sfacciata ed aperta antitesi anche con il programma di Sviluppo Energetico nazionale, così come delineata dalla L. 99/09, che pone quale obiettivo e quale priorità nel breve e lungo periodo, oltre al miglioramento della competitività e dello sviluppo delle infrastrutture in prospettiva del mercato interno europeo , la promozione delle fonti rinnovabili di energia, la realizzazione di impianti di produzione di energia nucleare la sostenibilità ambientale nella produzione ed uso di energia, ANCHE AI FINI DELLA PRODUZIONE del gas serra, e la garanzia di adeguati livelli di protezione sanitaria della popolazione e dei lavoratori.

Rafforza l'obiettivo attribuendo il potere al Governo di avviare la “stipula entro il 31.12.09 di uno o più accordi per lo sviluppo dell'energia nucleare per intraprendere il processo di sviluppo del settore dell'energia nucleare al fine di contenere le emissioni di CO₂ e garantire la sicurezza e l'efficienza economica dell'approvvigionamento e produzione di energia in conformità del REG. CE 1504/2004 del 19/07/04; Decisione 2004/491/Euratom del 29.04.04; Decisione 2004/294/CE dell'8/03/04 e Dir. CE 2003/54/CE e 2003/55/CE del 26.06.03” .

Istituisce all'art. 37, sotto la vigilanza del Ministro dello sviluppo economico, l'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA) finalizzato alla ricerca e all'innovazione tecnologica nonché alla prestazione di servizi



avanzati nei settori dell'energia, con particolare riguardo al settore nucleare, e dello sviluppo economico sostenibile.

Falso dunque appare quanto assunto dal documento in esame pure quando dichiara che tra gli obiettivi di politica energetica del Paese viene incentivata la valorizzazione degli idrocarburi posto che già, per mera completezza, con la l. 239/04 tale non era prioritario essendo contemplata la “promozione dell’uso delle energie rinnovabili” (art. 27).

Per i motivi di cui sopra, data la palese infondatezza, incongruenza, erroneità ed incompletezza del documento presentato oggetto della presente osservazione in critica, si chiede all’Amministrazione procedente volersi concludere il procedimento con un provvedimento di rigetto dell’istanza di VIA anche alla luce della incompletezza del SIA presentato, come sanzionata dall’art. 23 dlgs. 152/06.

CONCLUSIONI

Per le osservazioni prodotte, dove si sono messe in evidenza carenze indagatrici, carenze nella procedura legislativa e presentazione di dati concreti, il tutto con materializzazioni future aventi impatti negativi ambientali e sociali in netto contrasto con le linee programmatiche di questa Amministrazione Provinciale, si invita ai sensi dell’art. 23 del D.Lgs 3 aprile 2006 n. 152 e modificato dal D.Lgs. 16 gennaio 2008 n. 4 **a NON rilasciare** pronuncia positiva di compatibilità Ambientale, all’istanza “di concessione di coltivazione “d.30.b.c-md” progetto ombrina mare, presentato dalla società Mediterranean Oil & Gas Plc e ubicato nel Mare Adriatico.



GRUPPO DI LAVORO

| | |
|----------------------------------|---|
| <i>Consorzio Mario Negri Sud</i> | <i>Centro di scienze Ambientali</i> |
| <i>Lelio Del Re</i> | <i>Dott. In fisica esperto di riserve biologiche marine</i> |
| <i>Antonio Bianco</i> | <i>Dott. in economia</i> |
| <i>Lorenzo Luciano</i> | <i>Ingegnere libero professionista</i> |
| <i>Tommaso Giambuzzi</i> | <i>Ingegnere - WWF Frentano</i> |
| <i>Barbara Antonucci</i> | <i>Avvocato Libero Professionista</i> |
| <i>Moreno Bonafortuna</i> | <i>Avvocato Libero Professionista</i> |
| <i>Francesco Stoppa</i> | <i>Direttore del Dip. Scienze della Terra Università G.d'Annunzio</i> |
| <i>Francesco Brozetti</i> | <i>Associate Prof. Structural Geology at the Earth Science Department of Chieti</i> |
| <i>Maria R. D'Orsogna, PhD</i> | <i>Docente di Matematica Applicata e dell'Istituto per la sostenibilità California State University at Northridge, Los Angeles, USA</i> |
| <i>Franco Moroni</i> | <i>Consigliere Provincia di Chieti</i> |

CONTATI E RICERCA

Fabrizia Arduini - Emergenza Ambiente Abruzzo
ECOVIE
WWF Abruzzo
Abruzzo Rinnovabili
Nuovo Senso Civico
Comitato Natura Verde
Comitati dei cittadini
Avv. Di Desidero
Avv. Tommaso Palermo
