



MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO
DIREZIONE GENERALE PER LE RISORSE MINERARIE ED ENERGETICHE

IL MARE

SECONDA EDIZIONE
REVISIONATA E AMPLIATA
MARZO 2015

NUMERO SPECIALE DEL
BOLLETTINO UFFICIALE DEGLI
IDROCARBURI E DELLE
GEORISORSE



DIREZIONE GENERALE PER LE RISORSE MINERARIE ED ENERGETICHE

<http://unmig.mise.gov.it>

Direttore responsabile: OMBRETTA COPPI

Capo redattore: NICOLA SANTOCCHI

Redazione: ANTONELLA ORLANDI – MARIA PIA PELLEGRINI – ROSALBA URTIS

Ha collaborato a questo numero tutto il personale operante nella DGRME e, in particolare:

ILARIA ANTONCECCHI – ANDREE SOLEDAD BONETTI – ROBERTO CIANELLA

ARIANNA COFINI – LUCA DI DONATANTONIO – FABRIZIO GIOVANNONE – ANIELLO IACCARINO

RAFFAELLA MASTRELLA – MONICA SELENE MAZZARESE – STEFANO RAMACCIOTTI

SOMMARIO

Presentazione dell'Ing. Franco Terlizzese

Introduzione dell'Ammiraglio Ispettore Capo Felicio Angrisano

Introduzione dell'Ammiraglio di Squadra Claudio Gaudiosi

LEGISLAZIONE DELLE ATTIVITÀ MINERARIE IN MARE

Introduzione del Prof. Antonio Colavecchio

CRITERI, NORME E STRATEGIE

Novità introdotte dal D.L. 133/2014, così detto "Sblocca Italia"	13
Rimodulazione delle zone marine e apertura di una zona nel mare Balearico e di Sardegna – Decreto Ministeriale 9 Agosto 2013	13
Condizioni richieste per operare in acque profonde – Comunicato Direttoriale 20 Febbraio 2014	14

SICUREZZA DELLE ATTIVITÀ OFFSHORE E TUTELA AMBIENTALE

Introduzione dell'Ing. Salvatore Carbone

QUADRO INTERNAZIONALE

Direttiva Europea e Attività offshore

Panorama Mondiale	19
Panorama Comunitario.....	19
Direttiva 2013/30/UE e il recepimento italiano	20
Panoramica autorità di sicurezza	21
Direttiva Strategia marina e D. Lgs. 190/2010: Carta di Livorno.....	21
Direttiva 2014/89/UE (Pianificazione Spazi Marini)	22

QUADRO NAZIONALE

VERIFICHE E CONTROLLI

Sezioni UNMIG di Bologna, Roma, Napoli e Laboratori.....	23
Attività 2014	25
Laboratori chimici e mineralogici UNMIG	28

RICERCA E MONITORAGGIO

Accordi con Enti, Università ed altre Amministrazioni

AMRA – Università di Napoli.....	30
CRIET – Università La Bicocca	31
RSE – Ricerca Sistema Energetico	31
INGV – Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia.....	31
OGS – Istituto Nazionale di Oceanografica e di Geofisica Sperimentale.....	32
Accordo con la Marina Militare.....	33
Protocollo d'Intesa con il Corpo delle Capitanerie di porto	36

CENNI DI GEOLOGIA DELL'OFFSHORE ITALIANO

Introduzione del Prof. Carlo Doglioni

Caratteri geologici e geodinamici	39
I maggiori giacimenti offshore.....	45
Le tappe più significative della ricerca di idrocarburi nei mari italiani	46

PIATTAFORMA CONTINENTALE ITALIANA

Introduzione della Prof.ssa Ida Caracciolo

DEFINIZIONI E NORMATIVA

Piattaforma continentale e piattaforma continentale italiana	50
Tavola degli accordi e delle convenzioni stipulate dall'Italia con i Paesi frontisti	52

ACCORDI E CONVENZIONI NEL MEDITERRANEO

Croazia (ex Jugoslavia) - Accordi ratificati con D.P.R. del 22 maggio 1969, n. 830 e con Legge del 14 marzo 1977, n. 73.	53
Tunisia – Accordo ratificato con Legge del 3 giugno 1978, n. 347.	54
Grecia – Accordo ratificato con Legge del 23 marzo 1980, n. 290.	55
Albania – Accordo ratificato con Legge del 12 aprile 1995, n. 147.	56
Spagna – Accordo ratificato con Legge del 3 giugno 1978, n. 348.	57
Francia – Convenzione italo-francese del 28/11/1986 e previsto Accordo del 24/02/2015	58
Malta – Modus vivendi	59

ATTIVITÀ MINERARIE INTERNAZIONALI

Introduzione dell’Amb. Giorgio Novello

ARTICO

La Regione Artica e la presenza dell’Italia nel Consiglio Artico	63
La partecipazione della DGRME al gruppo di lavoro EPPR del Consiglio Artico	64

PANORAMA MEDITERRANEO

Malta	65
Cipro, Israele e Libia.....	66
Grecia.....	67
Croazia	67

ATTIVITÀ MINERARIE NAZIONALI

ZONE MARINE APERTE

Delimitazioni, tavole e norme di riferimento.....	69
Zona “A” - Mare Adriatico settentrionale e centrale.....	70
Zona “B” - Mare Adriatico centrale e meridionale.....	71
Zona “C” - Mare Tirreno meridionale, Canale di Sicilia, Mar Ionio meridionale	72
Zona “D” - Mare Adriatico meridionale e Mare Ionio.....	73
Zona “E” - Mar Ligure, Mare Tirreno, Mare di Sardegna.....	74
Zona “F” - Mare Adriatico meridionale e Mare Ionio.	75
Zona “G” - Mar Tirreno meridionale e Canale di Sicilia.....	76

TITOLI MINERARI PER LA PROSPEZIONE, LA RICERCA E LA COLTIVAZIONE

DI IDROCARBURI IN MARE

Permessi di ricerca	78
Concessioni di coltivazione	80
Istanze di permesso di ricerca in mare.....	83
Istanze di permesso di prospezione in mare	85
Carta dei titoli minerari in mare - Situazione al 31 Dicembre 2014	87

PERFORAZIONI

Dati storici 1991 - 2014	88
Attività di perforazione in mare nell’anno 2014	90
Progetto VIDEPI	91

PRODUZIONI

Dati storici di produzione.....	92
Pozzi produttivi	95
Centrali di raccolta e trattamento	97
Piattaforme marine.....	99
Carte degli impianti attivi in mare - Situazione al 31 Dicembre 2014.....	105

APPENDICI

DELIMITAZIONI E DEFINIZIONI DEL MARE

Acque interne, linee di base e mare territoriale	107
Tavola delle linee di base e limite delle acque territoriali	108
Zona di Protezione Ecologica (ZPE).....	109
Zona Economica Esclusiva (ZEE)	110

GLOSSARIO DEL MARE	
Glossario del diritto del mare	111
NORME DI RIFERIMENTO	
Premessa	119
Principali norme sulla delimitazione della piattaforma continentale	119
Accordi e convenzioni con i paesi frontisti	119
Principali norme sulla istituzione delle zone marine ai fini delle attività minerarie	119
Principali norme che disciplinano lo svolgimento delle attività minerarie	120
Principali norme relative alla sicurezza e alla tutela ambientale	122
SOCIETA' TITOLARI DI PERMESSI DI RICERCA E CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE	
Società titolari di permessi di ricerca in mare	125
Società titolari di concessioni di coltivazione in mare	126
BIBLIOGRAFIA	
Riferimenti	128
RECAPITI	
Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche – D.G.R.M.E	129

Presentazione dell'Ing. Franco Terlizese

Direttore Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche

Nei due anni che separano questa edizione dalla prima uscita della pubblicazione "IL MARE" sono stati introdotti cambiamenti rilevanti all'assetto normativo, regolatorio ed operativo nel settore della ricerca e produzione di idrocarburi in mare, tali da rendere la pur recente prima edizione decisamente superata a così breve distanza di tempo.

L'Italia ha svolto un ruolo rilevante in Europa nella definizione del nuovo quadro normativo comune, prodotto attraverso la Direttiva 2013/30/UE, nella consapevolezza di rappresentare il Paese con le maggiori attività ed esperienza nell'ambito del bacino mediterraneo. L'impegno è proseguito nel lavoro di recepimento della Direttiva stessa, concluso sul piano tecnico in tempi rapidi nel giugno 2014.

La consapevolezza di operare in un bacino chiuso e delicato, in un ambiente compromesso da scarichi civili e industriali spesso incontrollati, dai traffici navali più intensi del pianeta, da uno sfruttamento eccessivo delle risorse ittiche, ci ha indotto a perseguire un modello di sviluppo che, nell'ambito degli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale del 2013, consenta di non produrre gli stessi errori fatti in altri ambiti di sfruttamento del nostro Mare. I 60 anni di storia produttiva nei nostri mari, d'altronde, tracciano già una storia diversa, fatta di produzioni che hanno favorito lo sviluppo industriale degli anni '60 e '70 del secolo scorso e la creazione di distretti industriali, quali quello di Ravenna, oggi in grado di superare crisi economiche anche prolungate grazie alla sua solidità ed apertura internazionale, senza però produrre quei danni collaterali che hanno caratterizzato le azioni operate da altri settori civili e industriali nei confronti dei nostri mari, anche in anni recenti.

I risultati non comuni ottenuti sono certamente frutto di un modello di gestione che ha collocato fin dall'inizio la sicurezza al primo posto, con un'autorità di vigilanza specializzata e dedicata esclusivamente al settore, l'UNMIG, e attraverso la selezione di pochissime aziende abilitate ad operare nei mari italiani. Proseguire su questo cammino è quindi una grande responsabilità che, a fronte di nuove sfide e nuovi programmi, ci ha indotto a individuare un percorso nuovo di governance del sistema di sicurezza che coinvolge tutti gli attori principali, sia in termini tecnici che scientifici del mare.

Insieme con il Corpo delle Capitanerie di Porto e la Marina Militare abbiamo avviato un programma che vede coinvolti alcuni dei principali enti di ricerca ed Università nazionali per lo sviluppo di una attività permanente di monitoraggio e controllo di tutti i possibili parametri sensibili per la sicurezza, anche ambientale, delle nostre attività, con l'obiettivo di individuare preventivamente le situazioni di debolezza e di rischio del sistema ed intervenire opportunamente per tempo.

Insieme con lo sviluppo di nuove regole di sicurezza e misure di monitoraggio ed intervento, in questi anni abbiamo svolto un intenso lavoro di relazione con i Paesi mediterranei, con i quali è indispensabile pervenire ad accordi transfrontalieri, anche extra Unione Europea, per garantire il massimo livello comune di sicurezza e prevenzione.

Ci siamo infine spinti ad un confronto con altre realtà in altri mari, in particolare nell'Artico, dove le tecnologie italiane di avanguardia nel settore possono trovare importanti sbocchi.

Di tutto questo abbiamo cercato di rendere conto in questa pubblicazione, chiedendo anche il contributo di tante personalità che hanno espresso il loro autorevole punto di vista e che ringrazio sentitamente.

Desidero infine ringraziare tutto il personale operante nella Direzione che ha concepito e realizzato questa edizione in tempi brevi e con impegno che è andato ben al di là di quello ordinario di ufficio.

Introduzione dell'Ammiraglio Ispettore Capo Felicio Angrisano

Comandante Generale delle Capitanerie di porto

Il rapporto tra il Comando generale del Corpo delle Capitanerie di porto e la Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche è centrato sull'importante settore delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi in mare ed all'operatività delle piattaforme offshore e si alimenta nel contributo che il Corpo offre alla disciplina di questa utilizzazione civile e produttiva del mare di portata strategica per la politica energetica del Paese.

Un rapporto, consolidato nel tempo, che si alimenta e trova concretezza nelle relazioni funzionali intrattenute, a livello locale, tra le Autorità marittime e le unità minerarie del Ministero dello sviluppo economico nell'esercizio dei rispettivi compiti istituzionali. Un rapporto che vede direttamente coinvolto il Corpo delle Capitanerie di porto, anche quale articolazione tecnica ed espressione funzionale dei Dicasteri delle infrastrutture e dei trasporti, dell'ambiente e delle politiche agricole, per i correlati, stringenti, profili di tutela del demanio marittimo, delle zone di prelievo ittico, della sicurezza della navigazione nonché della salvaguardia ambientale, in termini sia di prevenzione che di intervento e coordinamento per la lotta all'inquinamento, tutti compiti assolti secondo le tassative previsioni delle fonti normative primarie.

L'attività estrattiva in mare, nelle sue molteplici implicazioni, impegna, in maniera multifunzionale, le principali attribuzioni di cui il Corpo delle Capitanerie di porto è titolare ex lege, costituendo fedele sintesi della molteplicità dei compiti istituzionali del Corpo, interconnessi e complementari, che valorizzano l'efficacia ed il ruolo dell'Autorità marittima, garante dell'esercizio di responsabilità sancite dalla normativa in materia ambientale, di sicurezza della navigazione e del trasporto marittimo, di polizia marittima e controllo dei traffici, funzioni assolute anche attraverso l'esercizio di poteri ordinatori di tipo interdittivo.

Già la legge n.613/67 – primo esempio di disciplina organica della materia mineraria in ambito marittimo – pone le premesse della necessaria interazione tra gli odierni partners laddove, nell'attribuire allo Stato il diritto di esplorazione e sfruttamento della piattaforma continentale, conferma l'affidamento di specifici compiti di tutela all'Autorità marittima, in linea con le previsioni del codice della navigazione del 1942.

Un settore – quello delle attività minerarie in mare – in cui entrambe le Amministrazioni (MISE e MIT) hanno da sempre operato congiuntamente, con un approccio realmente integrato alla gestione dei litorali e delle aree marittime di interesse economico e produttivo, tradotto in effettive sinergie nell'esercizio della quotidiana attività amministrativa.

Un rapporto istituzionale che ha trovato, da ultimo, formale sanzione nel Protocollo d'intesa siglato il 16 settembre u.s., quale strumento di implementazione operativa della descritta relazione. A monte, un condiviso intento di intensificare ed ulteriormente migliorare forme e procedure di interazione e di scambio informativo, modalità funzionali alla crescente efficacia dell'azione di tutela degli importanti beni primari coinvolti dalla disciplina delle attività estrattive: tutela della sicurezza delle operazioni industriali, della salute degli operatori, della sicurezza della navigazione e del trasporto marittimo, dell'ambiente e delle comunità dei territori costieri.

L'esigenza primaria è la prevenzione di possibili incidenti, il cui rischio è connotato alle attività estrattive per fattispecie e tipologia, ma è anche di risposta immediata e qualificata ad ogni eventuale emergenza per contrastarne, mitigarne ed eliminarne gli effetti dannosi.

Con la finalità di assicurare salvaguardia ai richiamati beni comuni, quali la sicurezza del trasporto marittimo, la salute umana, la salubrità dell'ambiente, un ruolo determinante è stato concordemente attribuito alla condivisione di mature professionalità specialistiche e del bagaglio di esperienze. Condivisione che è, di per sé, strumento di concreto innalzamento del gradiente di sicurezza delle attività offshore svolte nei nostri mari.

Il Corpo delle Capitanerie di porto, con i suoi 295 uffici marittimi distribuiti lungo i litorali, la propria dotazione di mezzi aeronavali di immediata prontezza operativa e personale specializzato di qualificata professionalità, è espressione di un'organizzazione diffusa capillarmente, flessibile e snella, costantemente orientata al soddisfacimento dei bisogni dell'utenza. Le prerogative funzionali proprie del Corpo costituiscono, dunque, un valore aggiunto anche per il soddisfacimento delle esigenze istituzionali della DGRME, tanto lungo le strutture di collegamento con la terraferma che nelle zone di mare circostanti le piattaforme offshore, così come per l'attività ispettiva degli UNMIG.

La convenzione stipulata con la DGRME, per quanto detto, si pone in linea con i più attuali indirizzi del Governo per contrastare duplicazioni e ridondanze, snellire e semplificare i processi della P.A., a norme invariate, assumendo il ruolo di reciproca valorizzazione di funzioni complementari, ponendo a sistema attività di supporto e collaborazione, con l'ottimizzazione delle risorse disponibili, segno tangibile di una reciproca fiducia istituzionale rafforzata nel tempo.

Introduzione dell'Ammiraglio di Squadra Claudio Gaudiosi

Sottocapo di Stato Maggiore della Marina Militare

L'ambiente marino costituisce un capitale prezioso per l'umanità in quanto elemento indispensabile alla vita sulla terra nonché importante fattore di prosperità economica, benessere sociale e qualità della vita.

Considerando che l'80% di tutta la vita si sviluppa negli oceani¹, che oltre il 65% della popolazione mondiale vive a meno di 200 km dalla costa (con 700 milioni di persone residenti in zone costiere di altezza inferiore a 10 metri sul livello del mare) e che negli ultimi 10 anni il 75% dei Paesi mondiali ha incrementato la propria connettività marittima – confermando il mare quale principale mezzo per le attività produttive, commerciali e di comunicazione² – appare sempre più evidente la priorità per la comunità internazionale di proteggere i delicati equilibri dei sistemi geo-politici e geo-economici basati sull'ambiente marino.

Ciò è particolarmente vero per l'Italia – protesa con i suoi 8.000 km di costa al centro della regione mediterranea – che dipende significativamente dal mare per la sua prosperità, economia e sicurezza.

Il Paese è infatti sprovvisto di materie prime e l'economia nazionale si basa prevalentemente sulla capacità di acquisire risorse primarie dall'estero, che vengono poi lavorate, trasformate e in buona parte riesportate; di queste, oltre l'80% viene importato e successivamente riesportato per via marittima.

Più di altre nazioni, in ragione della sua posizione geografica, l'Italia è fortemente esposta ai rischi e alle minacce provenienti dal mare quali terrorismo, pirateria, immigrazione illegale, "territorializzazione" illegittima dell'alto mare, sfruttamento eccessivo della pesca, inquinamento intenzionale/accidentale e degrado dell'ambiente marittimo; tutti fattori che saranno aggravati dalle conseguenze dei mutamenti del clima.

In tale quadro di situazione emerge la rilevanza del ruolo della Marina Militare, il cui strumento navale possiede peculiari caratteristiche di prontezza operativa, autosufficienza logistica, capacità di comando e controllo, libertà di movimento (grazie al regime dell'alto mare), grandi dimensioni delle navi con elevate velocità di crociera e capacità di tenuta al mare; tutte caratteristiche che soddisfano i requisiti di efficacia, flessibilità e modularità necessari per fronteggiare i citati fattori di criticità, oltre che per assicurare – sin dal tempo di pace – l'intera gamma di attività connesse all'esercizio dell'azione dello Stato sul mare.

Le navi possono infatti dislocarsi liberamente nei tratti di mare prospicienti un'area d'intervento, rimanendo al di fuori delle acque territoriali – senza quindi necessità di richiedere autorizzazioni per attraversare lo spazio aereo o il territorio di Paesi terzi – e la presenza di una nave militare è di per sé sufficiente ad esercitare deterrenza e dissuasione. Questi fattori, uniti alla capacità di passare all'azione immediata, garantiscono al Governo un ampio spettro di opzioni d'intervento nel contrastare efficacemente tutti i rischi e le minacce che nell'ambiente marittimo trovano piena libertà di azione.

Le navi hanno inoltre un'intrinseca capacità duale, ossia la possibilità di essere impiegate – senza necessità di ulteriori investimenti, né di modifiche strutturali – anche in compiti non militari, ad esempio a supporto delle popolazioni colpite da calamità naturali, in concorso alle attività di Protezione Civile, assicurando il trasporto di materiali umanitari/di prima necessità e fungendo da base comando, logistica e hub sanitario. Il recente passato offre numerosi esempi di operazioni marittime incentrate sul supporto e l'assistenza alle popolazioni colpite da calamità naturali o in fuga da zone di guerra; tra queste le Operazioni White Crane – con l'invio della portaerei Cavour ad Haiti in aiuto alla popolazione colpita dal catastrofico terremoto del gennaio 2010 – e Mare Nostrum (2013/14), entrambe condotte dalla Marina Militare Italiana, sono la riprova di come le navi militari possano essere impiegate efficacemente anche per scopi umanitari.

Inoltre la Forza Armata svolge altre attività a connotazione duale, particolarmente significative per studiare e fronteggiare gli effetti dei cambiamenti climatici, quali il supporto a campagne scientifiche, la raccolta di dati idro-oceanografici, la protezione delle bio-diversità marine, delle risorse ittiche e dell'ambiente (di particolare rilievo è il contributo che la Marina fornisce nel monitoraggio e nella tutela dei parametri ambientali marini, grazie alla disponibilità di navi dotate di laboratori biologici ed attrezzate per le operazioni antinquinamento). In tale cornice si inquadra la nostra partecipazione al programma Marine Strategy – varato dalla UE – che pone come obiettivo agli Stati membri una più efficace

¹ Summit mondiale d'azione per gli oceani – 22 aprile 2014.

² United Nation Conference on Trade and Development 2012.

protezione dell'ambiente marino del continente europeo.

Infine, allo scopo di contribuire agli sforzi della collettività nel contrastare il progressivo aggravamento delle situazioni di degrado ambientale dovute alle emissioni di gas serra, la Marina sta perseguendo una politica di riduzione dei consumi e delle emissioni di gas di scarico, congiuntamente ad un programma di differenziazione dei combustibili e delle fonti di approvvigionamento (statistiche dell'EEA mostrano come le emissioni di gas serra prodotte dalle navi in transito nei porti europei siano aumentate del 35% tra il 1990 ed il 2010). Con il progetto "Flotta Verde" ci si è posti l'obiettivo di diminuire del 50% la dipendenza della Flotta dal petrolio entro il 2020, impiegando carburanti puliti quali il green diesel e il gas naturale liquefatto; il Pattugliatore d'altura Foscari è la prima nave militare in Europa ad utilizzare un combustibile costituito per il 50% da green diesel.

Con l'editoriale per "IL MARE" – pubblicazione che svolge una costante opera di informazione e sensibilizzazione nei confronti di un'ampia platea di lettori sui problemi afferenti l'ambiente marino – ho voluto evidenziare quanto la Marina Militare sia in prima linea e determinata a proteggere i delicati equilibri dell'ecosistema marino, confermando di essere un assetto strategico per il nostro Paese, la cui rilevante dipendenza dal mare in termini economici e di sicurezza richiede adeguati strumenti per la sua tutela.

In questa ottica si inseriscono le attività svolte dalla Marina nel 2014 congiuntamente con i tecnici della Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche. Tali attività si collocano nell'ambito di uno specifico accordo, recentemente stipulato, che fa parte e si integra in un quadro più ampio di accordi con enti di ricerca, università e organi dello Stato, tutti finalizzati al miglioramento, tecnico e ambientale, della sicurezza offshore.

LEGISLAZIONE DELLE ATTIVITÀ MINERARIE IN MARE

Introduzione del Prof. Antonio Colavecchio

Professore associato di Diritto amministrativo nell'Università degli Studi di Foggia,
abilitato alle funzioni di professore ordinario

La disciplina delle attività di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi (quali il petrolio e il gas) era originariamente contenuta nella legge 11 gennaio 1957, n. 6, le cui disposizioni trovavano applicazione in tutto il territorio dello Stato, ad eccezione della Sicilia, della Sardegna e del Trentino Alto-Adige, nonché delle «zone diverse da quelle delimitate nella tabella A, allegata alla legge 10 febbraio 1953, numero 136» (art. 1, comma 1), ossia di quelle aree territoriali riservate all'Ente nazionale idrocarburi (ENI).

Con la legge 21 luglio 1967, n. 613 si era quindi dettata una disciplina di tali attività in riferimento al mare territoriale e alla piattaforma continentale, provvedendosi in parte a sostituire e in parte ad abrogare alcune previsioni della legge del 1957. Per la prima volta, si introduceva una disciplina dell'attività di prospezione «consistente in rilievi geologici, geofisici e geochimici, eseguiti con qualunque metodo o mezzo, escluse le perforazioni meccaniche fatta eccezione per quelle necessarie per compiere i rilievi geofisici» (art. 56, comma 1) e si stabiliva che il permesso di ricerca, definito «esclusivo», fosse rilasciato con decreto del Ministro per l'industria, il commercio e l'artigianato (MICA, ora Ministro dello sviluppo economico – MISE), unitamente all'approvazione del programma dei lavori e per una durata massima di quattro anni; che al titolare del permesso, che avesse rinvenuto idrocarburi liquidi o gassosi, fosse da accordare la concessione di coltivazione con decreto dello stesso Ministro, secondo l'estensione e la configurazione dell'area determinate in tale decreto e per una durata massima di trenta anni; che, oltre alla corresponsione anticipata di un canone per ciascun anno di durata della concessione, il concessionario dovesse corrispondere allo Stato un'aliquota del prodotto della coltivazione pari al nove per cento della quantità di idrocarburi liquidi e gassosi estratti.

Con la legge 9 gennaio 1991, n. 9, di attuazione del Piano energetico nazionale del 1988, venivano abrogate diverse disposizioni delle leggi del 1957 e del 1967 e si stabiliva – per la prima volta – che la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi dovessero essere assoggettate a valutazione di impatto ambientale (VIA) ed a «ripristino territoriale nei limiti e con le procedure previsti dalla normativa vigente» (art. 2, comma 3), ossia secondo quanto previsto dalla legge 8 luglio 1986, n. 346, il cui art. 6 recava una disciplina transitoria della VIA, in attesa che si desse compiuta attuazione alla direttiva comunitaria 85/337/CEE del 27 giugno 1985.

Inoltre, la legge n. 9/1991 vietava di esercitare le attività relative agli idrocarburi nelle acque del Golfo di Napoli, del Golfo di Salerno e delle Isole Egadi, «fatti salvi i permessi, le autorizzazioni e le concessioni in atto» (art. 4) e sospendeva i permessi di ricerca nelle zone dichiarate parco nazionale o riserva marina (art. 6, comma 13).

La disciplina posta dalla legge del 1991 aveva carattere unitario ed organico, dal momento che essa si applicava sia in relazione alla terraferma sia in relazione al mare territoriale e alla piattaforma continentale, e riguardava le diverse fasi della prospezione, della ricerca e della coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi, stabilendosi che i relativi titoli abilitativi fossero rilasciati dal MICA, sentiti il Comitato tecnico per gli idrocarburi e la geotermia (CTIG, ora Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie – CIRM) e la Regione o la Provincia autonoma di Trento o di Bolzano territorialmente interessata.

Peraltro, con sentenza n. 482 del 27 dicembre 1991, la Corte costituzionale dichiarava illegittime alcune disposizioni della legge n. 9 per non aver previsto il rilascio dell'intesa regionale sui titoli minerari in luogo del semplice parere.

Il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, di attuazione della direttiva 94/22/CE concernente le condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, disponeva la cessazione dei regimi di esclusiva previsti in favore dell'ENI (nel frattempo trasformato in società per azioni con il decreto-legge 11 luglio 1992, n. 333) e stabiliva una disciplina ispirata al principio dell'apertura ai privati di dette attività. Al fine di garantire l'accesso non discriminatorio alle risorse, venivano introdotte procedure di pubblicizzazione e di concorrenza per il conferimento dei titoli minerari e previsti requisiti oggettivi e trasparenti per l'esercizio delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi.

Con la legge 23 agosto 2004, n. 239, di riordino del settore energetico, veniva recata una nuova e parziale disciplina delle procedure amministrative necessarie per il conferimento dei titoli minerari per la ricerca e la coltivazione degli idrocarburi, volta a semplificare le procedure stesse. In particolare, per quanto qui interessa, con i commi 79-80 dell'art. 1 di tale legge – come successivamente modificati dalla

legge 23 luglio 2009, n. 99 – si è previsto quanto segue: il permesso di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi in mare è rilasciato a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni statali interessate; esso consente solo lo svolgimento delle attività di prospezione, esclusa la perforazione dei pozzi esplorativi, per la quale occorre apposita autorizzazione da parte dell'ufficio territoriale minerario per gli idrocarburi e la geotermia competente, rilasciata previa valutazione di impatto ambientale. Il successivo comma 82-ter – introdotto dalla legge n. 99/2009 – ha quindi previsto che la concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi sia rilasciata «a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni competenti ai sensi del comma 7, lettera n), del presente articolo, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241».

Con riferimento alla disciplina della VIA delle attività concernenti gli idrocarburi, il comma 79 dell'art. 1 della legge del 2004 aveva inizialmente disposto quanto segue: «La procedura di valutazione di impatto ambientale, ove richiesta dalle norme vigenti, si conclude entro il termine di tre mesi per le attività in terraferma ed entro il termine di quattro mesi per le attività in mare e costituisce parte integrante e condizione necessaria del procedimento autorizzativo». A seguito della sostituzione dei commi 78-82 dell'art. 1 della legge n. 239/2004, operata con l'art. 27, comma 34, della legge n. 99/2009, il novellato comma 81 ha poi soppresso la disposizione richiamata, stabilendo che l'attività di prospezione fosse soggetta (solo) alla procedura di "screening ambientale" disciplinata dall'art. 20 del Codice dell'ambiente (decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152), tranne qualora essa dovesse essere effettuata all'interno di aree marine a qualsiasi titolo protette (per scopi di tutela ambientale, di ripopolamento, di tutela biologica o archeologica). In tale ipotesi, sarebbe stato obbligatorio procedere a valutazione di impatto ambientale o, comunque, ad altro tipo di valutazione. Il comma 81, tuttavia, è stato abrogato dal decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128 (c.d. "Correttivo Aria-Via-Ippc"), limitatamente – per quanto qui interessa – alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in mare (cosiddette "attività offshore"). Con tale decreto, a seguito del disastro petrolifero avvenuto nel Golfo del Messico nella primavera del 2010, si inseriva il comma 17 nell'art. 6 del Codice dell'ambiente, stabilendosi che le attività di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi fossero vietate all'interno di aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, sulla base di norme nazionali o internazionali, ed anche nelle zone di mare poste entro dodici miglia dal perimetro esterno delle suddette aree; per altro verso, precisandosi che tale divieto dovesse estendersi – ma solo in relazione agli idrocarburi liquidi (petrolio) – a tutta la fascia marina compresa entro le cinque miglia dalle linee di base delle acque territoriali lungo l'intero perimetro costiero italiano. Contestualmente, si era previsto che tali divieti si applicassero anche ai procedimenti autorizzatori non ancora conclusi, ferma restando l'efficacia dei titoli abilitativi già rilasciati.

In seguito, l'art. 6, comma 17, del Codice dell'ambiente è stato modificato dapprima con il decreto-legge 9 febbraio 2012, n. 5 (c.d. "semplifica Italia"), convertito nella legge 4 aprile 2012, n. 35, e poi con il decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83 (c.d. "decreto sviluppo"), convertito nella legge 7 agosto 2012, n. 134.

In particolare, l'art. 35 del decreto-legge n. 83/2012, sostituendo il sopra citato comma 17, ha fissato un'unica e più rigida fascia per l'estrazione del petrolio e del gas, pari ad un'estensione di dodici miglia dalle linee di costa e dal perimetro esterno delle aree marine e costiere protette, per qualunque nuova attività di prospezione, ricerca e coltivazione. È rimasto immutato il divieto con riferimento alle attività suddette all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette sulla base di norme nazionali, comunitarie e internazionali (in tal modo aggiungendosi per legge anche i SIC e le ZPS marine e costiere di promanazione comunitaria). La nuova disciplina è quindi ispirata dall'intento di perseguire una maggiore tutela ambientale in tema di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi in mare, anche mediante un aumento – sia pur contenuto – delle relative royalties. Peraltro, il nuovo art. 6, comma 17, del Codice dell'ambiente, come modificato dal decreto-legge n. 83/2012, ha stabilito che il divieto di ricerca ed estrazione, entro i limiti territoriali fissati, faccia salvi – in modo retroattivo – i procedimenti concessori in corso alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 128 del 2010 (vale a dire i procedimenti avviati e non ancora conclusi prima del 26 agosto 2010).

Con l'introduzione dell'art. 35 del decreto-legge n. 83 del 2012, è stata inoltre confermata la disposizione secondo cui le attività di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare sono autorizzate previa sottoposizione alla procedura di valutazione di impatto ambientale; per l'autorizzazione all'esercizio di dette attività è stata prevista anche la necessaria acquisizione del parere degli Enti locali situati in un raggio di dodici miglia dalle aree marine e costiere interessate dalle stesse.

Tuttavia, sono fatte salve, rispetto al regime di sottoposizione alla VIA, le attività di cui all'art. 1, comma 82-sexies, della legge n. 239/2004, autorizzate, nel rispetto dei vincoli ambientali da esso stabiliti, dagli uffici territoriali di vigilanza dell'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse (UNMIG), che trasmettono copia delle relative autorizzazioni al MISE al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (MATM). Si tratta delle attività finalizzate a migliorare le prestazioni degli impianti di coltivazione di idrocarburi, compresa la perforazione, se effettuate a partire

da opere esistenti e nell'ambito dei limiti di produzione ed emissione dei programmi di lavoro già approvati.

Da ultimo, in materia di attività offshore è intervenuto il decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133 (c.d. "sblocca Italia"), convertito in legge 11 novembre 2014, n. 164, che qualifica le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi (senza distinzione tra le attività in terraferma e quelle in mare) come attività che rivestono «carattere di interesse strategico» e le dichiara «di pubblica utilità, urgenti e indifferibili» (art. 38, comma 1). Conseguentemente, si stabilisce che i relativi titoli abilitativi includono la dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza dell'opera e l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio dei beni in essa compresi. Si prevede inoltre un procedimento unico, da svolgersi nel termine di centottanta giorni tramite apposita conferenza di servizi, per il rilascio del titolo concessorio, anch'esso unico, riguardante sia la fase di ricerca che quella di coltivazione di idrocarburi (cfr. art. 38, commi 5 e 6). Delle principali innovazioni introdotte in materia dal citato decreto-legge n. 133/2014 si occupa il paragrafo che segue.

CRITERI, NORME E STRATEGIE

NOVITÀ INTRODOTTE DAL D.L. 133/2014, COSÌ DETTO "SBLOCCA ITALIA"

Il **Decreto Legge 12 settembre 2014, n. 133**, convertito con modificazioni dalla **Legge 11 novembre 2014, n. 164** e recante "*Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive*" interviene in materia di attività offshore e non solo, accogliendo una serie di elementi già presenti nel documento della SEN (Strategia energetica nazionale) e definendo le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e quelle di stoccaggio sotterraneo di gas naturale come attività di "*interesse strategico e di pubblica utilità*".

La novità più rilevante è stata introdotta con l'articolo 38 dello stesso Decreto che ha previsto un **procedimento unico**, da svolgersi nel termine di 180 giorni, per il rilascio di un **titolo concessorio unico** che riguarda sia la fase di ricerca che quella di coltivazione di idrocarburi, adeguando così l'Italia agli standard della Comunità europea e di alcuni paesi del nord Europa.

Lo stesso articolo 38 introduce, inoltre, una seconda importante novità in materia di ricerca e coltivazione di idrocarburi offshore: al fine di tutelare le risorse nazionali di idrocarburi in mare localizzate nel mare continentale e in prossimità delle aree degli altri paesi rivieraschi oggetto di attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi, possono essere autorizzati, per la durata di 5 anni, eventualmente prorogabili, progetti sperimentali di coltivazione delle risorse nazionali di idrocarburi offshore, al fine di testare le migliori tecnologie in campo per limitare gli effetti di subsidenza sulle coste italiane, dovuta anche alle attività minerarie dei paesi rivieraschi assicurando il relativo gettito fiscale allo Stato.

Le attività saranno sottoposte a un programma dettagliato di monitoraggio; qualora siano appurati fenomeni di subsidenza sulla costa derivanti dall'estrazione di idrocarburi, la sperimentazione verrà immediatamente sospesa.

RIMODULAZIONE DELLE ZONE MARINE E APERTURA DI UNA ZONA NEL MARE BALEARICO E DI SARDEGNA – DECRETO MINISTERIALE 9 AGOSTO 2013

La ricerca e coltivazione di idrocarburi in mare può essere svolta solo nelle aree appositamente aperte a tali attività. I titoli minerari per la ricerca e la coltivazione di idrocarburi in mare, vengono, quindi, conferiti dal Ministero dello sviluppo economico in aree della piattaforma continentale italiana istituite con leggi e decreti ministeriali, denominate "Zone marine" e identificate con lettere dell'alfabeto.

Ad oggi sono state aperte le Zone A, B, C, D e E, con la Legge 21 luglio 1967 n. 613, e le Zone F (Decreto Ministeriale 13 Giugno 1975) e G (Decreto Ministeriale 26 Giugno 1981).

Nel corso degli anni sono state introdotte, ai fini della salvaguardia delle coste e della tutela ambientale, delle limitazioni alle aree dove possono essere svolte le attività minerarie:

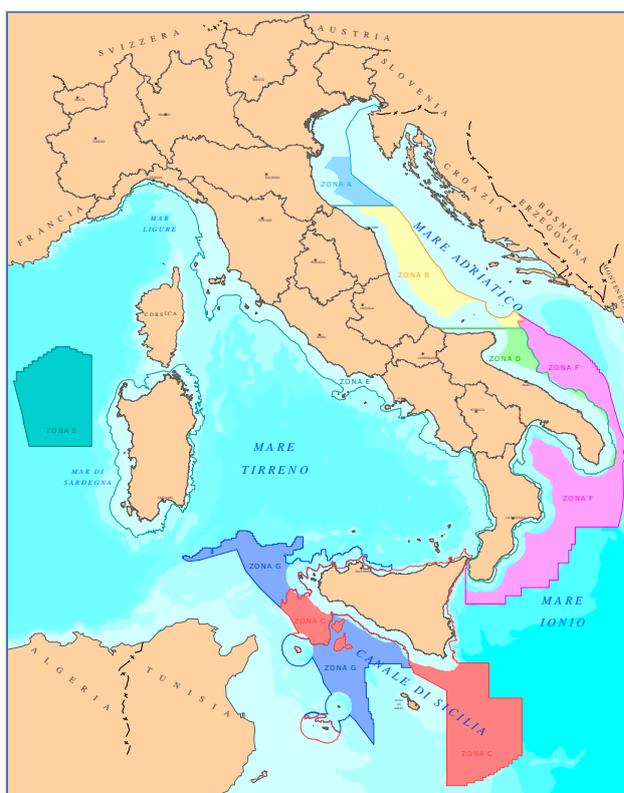
- la Legge n. 9/1991, all'art. 4, vieta le attività di esplorazione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle acque del golfo di Napoli, del golfo di Salerno e delle isole Egadi, e nel golfo di Venezia, e precisamente nel tratto di mare compreso tra il parallelo passante per la foce del fiume Tagliamento ed il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po;
- il Decreto legge n. 112/2008, all'art. 8, comma 1, ha disposto che il divieto nelle acque del golfo di Venezia si applica fino a quando il Consiglio dei Ministri, *d'intesa con la regione Veneto*, su proposta del *Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare*, non abbia definitivamente accertato la non sussistenza di rischi apprezzabili di subsidenza sulle coste, sulla base di nuovi e aggiornati studi, che dovranno essere presentati dai titolari di permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione, utilizzando i metodi di valutazione più conservativi e prevedendo l'uso delle migliori tecnologie disponibili per la coltivazione;
- il Decreto legislativo n. 128/2010, che ha esteso il divieto alle zone di mare poste entro le 12 miglia marine dal perimetro esterno delle aree protette marine e costiere.
- il Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83 – "*Misure urgenti per la crescita del Paese*", ha ulteriormente modificato le norme precedenti stabilendo che:

- il divieto alle attività minerarie è stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle aree marine e costiere protette;
- tale divieto si applica alle istanze presentate successivamente all'entrata in vigore del D.lgs. 128/2010, ovvero dopo il 20 giugno 2010;
- le attività siano autorizzate previa sottoposizione alla procedura di valutazione di impatto ambientale e sentito il parere degli enti locali posti in un raggio di dodici miglia dalle aree marine e costiere interessate dalle stesse attività.

Considerato che queste recenti modifiche normative hanno di fatto ridotto le aree in cui è possibile presentare nuove istanze per il conferimento di titoli minerari, con il **Decreto Ministeriale 9 agosto 2013** si è proceduto ad una **rimodulazione delle zone marine**, ovvero alla chiusura alle nuove istanze di permesso della fascia delle 12 miglia marine dalle linee di costa italiane e contestualmente si è aperta **una nuova zona nel mare Balearico**, contigua ad aree di ricerca spagnole e francesi, dove sussistono prospettive di grande interesse petrolifero.



*Zone marine originariamente aperte alle attività minerarie
(Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)*



*Zone marine aperte alle attività minerarie e rimodulate con D.M. 8/08/2013
(Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)*

Tale rimodulazione ha portato la superficie totale delle zone marine aperte alle attività minerarie da km² 248.050 a km² 139.656, riducendola di km² 108.394, ovvero del 44% della superficie originariamente aperta. (Circa il 25% della superficie totale della piattaforma continentale italiana).

CONDIZIONI RICHIESTE PER OPERARE IN ACQUE PROFONDE – COMUNICATO DIRETTORIALE 20 FEBBRAIO 2014

Considerata l'opportunità di implementare le attività minerarie in acque lontane dalle coste e dalle aree marine protette, in ottemperanza delle vigenti norme ambientali, è stato emanato il **Comunicato direttoriale del 20 Febbraio 2014**, con cui questa Amministrazione ha stabilito le condizioni minime per la verifica delle istanze di permesso di prospezione e di permesso di ricerca in acque profonde, ovvero in aree spesso inesplorate e complesse per l'elevata profondità dei fondali, dove sono richieste agli operatori speciali cautele e capacità tecniche.

Di seguito il testo integrale:

Comunicato Direttoriale 20 febbraio 2014

Condizioni minime per la verifica delle istanze di permesso di prospezione e di permesso di ricerca in acque profonde.

DIREZIONE GENERALE PER LE RISORSE MINERARIE ED ENERGETICHE

A tutti gli Operatori

In base al Decreto Interministeriale 8 marzo 2013 di approvazione della Strategia energetica nazionale e in seguito al Decreto Ministeriale 9 agosto 2013 di rimodulazione della zona "E" e ricognizione delle zone marine aperte alla ricerca e coltivazione di idrocarburi, le attività di prospezione e ricerca in mare si svolgeranno anche in aree inesplorate e complesse che richiedono speciali cautele e capacità tecniche ed economiche.

A specificazione di quanto già stabilito nel Decreto Direttoriale 22 marzo 2011 si forniscono puntuali indicazioni in merito alle speciali condizioni richieste per operare in tali aree.

Nella valutazione delle istanze di prospezione l'amministrazione terrà conto, a dimostrazione della capacità tecnica, della descrizione dettagliata di ogni attività svolta in Italia e all'estero, in relazione alle caratteristiche dei mezzi navali utilizzati, ai sistemi di posizionamento, alle caratteristiche dei sistemi di acquisizione sismica, con l'indicazione delle sorgenti utilizzate, campionamento, numero di linee e loro estensione, alla descrizione dei metodi di elaborazione e processamento delle linee acquisite in via diretta o tramite altre società di servizi.

Inoltre, il programma lavori proposto dovrà contenere, ai fini dell'approvazione: la descrizione del mezzo navale utilizzato per la prospezione geofisica (nome e codice identificativo, tipo, caratteristiche dell'imbarcazione e dei sistemi di posizionamento e navigazione); caratteristiche di acquisizione sismica; indicazione dei sistemi, caratteristiche della sorgente da utilizzare, numero ed estensione delle linee da acquisire, base map in GIS con indicazione dei vertici, in formato cartaceo e shapefile; indicazione dei tempi di realizzazione del programma di acquisizione e successiva elaborazione e processamento. Al termine delle attività sarà presentata all'Amministrazione, tempestivamente e comunque entro tre mesi dal termine dei lavori, una dettagliata relazione conclusiva, le sezioni sismiche acquisite e, ove disponibile, la relativa interpretazione e i target individuati, in formato SEG-Y (pre-stack e post-stack). I dati saranno mantenuti riservati nei termini stabiliti dalla legge e dallo specifico disciplinare del permesso di prospezione, comunque per un termine non inferiore a due anni.

In relazione alle istanze per il rilascio di permessi di ricerca la verifica della capacità tecnica ed economica adeguata al progetto di ricerca terrà conto prioritariamente tra l'altro, dell'attività svolta in condizioni simili in Italia o all'estero.

A dimostrazione della capacità tecnica è richiesto, almeno, di aver effettuato, in qualità di operatore, attività di ricerca in condizioni geologiche e stratigrafiche complesse (es. giacimenti fratturati, alte pressioni, alte temperature ecc..) e in acque profonde almeno 500 metri. Inoltre, il programma lavori dovrà essere dettagliato e dovrà indicare i possibili target individuati attraverso gli studi geologici e le interpretazioni della prospezione geofisica effettuata nell'area. Il programma di acquisizione sismica specifico, da realizzare nell'ambito del permesso, dovrà contenere l'indicazione dei sistemi, le caratteristiche della sorgente da utilizzare, il numero e l'estensione delle linee da acquisire, base map in GIS con indicazione dei vertici, in formato cartaceo e shapefile; indicazione dei tempi di realizzazione del programma di acquisizione e successiva elaborazione e processamento.

Il Direttore generale: TERLIZZESE



Particolare della Carta dell'I.I.M. N°300 "Mare Mediterraneo e Mar Nero"

SICUREZZA DELLE ATTIVITÀ OFFSHORE E TUTELA AMBIENTALE

Introduzione dell'Ing. Salvatore Carbone

Già Ingegnere Capo dell'UNMIG e rappresentante italiano presso la Commissione Europea per l'EULOAG

L'energia è uno dei più importanti, se non il più importante, fattore responsabile dello sviluppo di ogni attività sociale ed economica. La carenza o addirittura l'assenza di proprie risorse energetiche disponibili non può che incidere negativamente sullo sviluppo di un Paese.

La disponibilità, in particolare, di fonti energetiche fossili da valorizzare accortamente influisce positivamente sulle possibilità di sviluppo socio-economico, industriale ed occupazionale di un Paese e quindi sul benessere sociale, oltre a costituire valida alternativa alla loro importazione con ovvi benefici sulla riduzione o addirittura azzeramento della dipendenza da altri Paesi produttori e quindi sulla bilancia dei pagamenti: ne deriva che gli idrocarburi hanno acquisito una progressiva importanza nell'economia mondiale oltre che in quella dei Paesi industrializzati.

I giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi esistenti in Italia, onshore ed offshore, ai sensi del R.D. 29 luglio 1927, n. 1443, sono giacimenti di minerali classificati di prima categoria, costituiscono miniere, appartengono al patrimonio indisponibile dello Stato e sono coltivati per finalità di pubblico interesse e quindi nell'interesse esclusivo della collettività.

A causa delle ridotte potenzialità giacimentologiche, tali che la produzione di idrocarburi liquidi e gassosi si attesti attualmente su valori inferiori al 10% rispetto al fabbisogno energetico, l'Italia è altamente dipendente dall'importazione di combustibili fossili ha quindi evidente necessità di utilizzare appieno le riserve nazionali di idrocarburi oltre che di incrementare la fase della ricerca nell'ottica di scoperta di nuovi giacimenti, che possano reintegrare le riserve prodotte, peraltro in linea con gli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale.

L'industria mineraria italiana ha sviluppato tecnologie e procedure che la collocano in posizione di assoluta avanguardia, grazie anche all'esperienza maturata da imprese dotate di adeguata capacità tecnica ed economica in diverse altre parti del mondo e quindi al patrimonio professionale acquisito, ma soprattutto in relazione all'adozione di metodologie operative, da parte di dette imprese, improntate al rigoroso rispetto della normativa nazionale di settore che si colloca tra le più rigide in campo internazionale sia per quanto attiene alla sicurezza dei luoghi di lavoro minerari ed alla salute delle maestranze addette, sia per quanto attiene alla protezione dell'ambiente in senso lato.

Gli idrocarburi esistenti nel sottosuolo marino nazionale soggetti all'esercizio del potere sovrano in fatto di prospezione, ricerca e coltivazione costituiscono una risorsa che contribuisce comunque apprezzabilmente alla sicurezza energetica del Paese, atteso che gran parte della percentuale di produzione nazionale deriva da quanto prodotto nell'offshore italiano comprendente mare territoriale e piattaforma continentale. Tale piattaforma, delimitata attraverso accordi internazionali sottoscritti con la maggior parte dei Paesi frontisti o adiacenti aventi comunque coste che si affacciano sul Mare Mediterraneo, è interessata da zone marine (da "A" a "G") aperte alle attività minerarie quali istituite in primis dalla legge n. 613 del 1967 e da ultimo, anche a seguito di ampliamenti, con specifici decreti del Ministero dello sviluppo economico (zone "F" e "G"). Il MiSE è, infatti, il Dicastero competente per il rilascio dei titoli minerari di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, di concerto per l'aspetto ambientale, con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per la valutazione dal punto di vista tecnico ed economico dei progetti di prospezione, ricerca e coltivazione dei giacimenti, oltre che per l'espletamento di attività ispettiva ai fini del controllo del buon governo dei giacimenti minerari, e della vigilanza sul regolare svolgimento dei lavori, sul rispetto delle norme vigenti in materia di sicurezza dei luoghi di lavoro minerari e di tutela della salute dei lavoratori addetti, attraverso propri funzionari tecnici dotati di elevata professionalità e competenza ed aventi qualifica di ufficiali di polizia giudiziaria.

Quantunque il numero degli infortuni nel settore minerario nazionale sia stato contraddistinto anno dopo anno da progressivi e cospicui decrementi, rilevato che a tutt'oggi non si registrano impatti negativi sull'ambiente correlati all'attività estrattiva, considerato che le condizioni geo-giacimentologiche italiane escludono quelle criticità che hanno ingenerato in altri Paesi scenari negativi da "oil spill", considerato altresì che la ricerca di idrocarburi in mare si indirizza sempre di più verso maggiori profondità, con sviluppi tecnologici che consentono di effettuare perforazioni in condizioni sempre più difficili, si rende comunque necessario perseguire obiettivi mirati sempre di più a ridurre la possibilità di verificarsi di incidenti gravi ed a limitarne le conseguenze, aumentando così la protezione dell'ambiente marino e delle economie costiere dall'inquinamento, fissando nel contempo le condizioni minime di sicurezza,

migliorando i meccanismi di risposta tempestiva in caso di incidente e limitando possibili interruzioni della produzione energetica interna.

Detti obiettivi sono alla base dell'azione posta in essere dalla Commissione europea, a seguito dell'incidente occorso nell'aprile del 2010 nel Golfo del Messico al pozzo esplorativo denominato convenzionalmente "Macondo", culminata con l'emanazione della Direttiva comunitaria 2013/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio europeo del 12.06.2013 sulla sicurezza in mare delle attività lavorative nel settore degli idrocarburi, contenente altresì una modifica della direttiva 2004/35/CE, con peculiare riferimento alla sostituzione della relativa lettera b) dell'art. 2, paragrafo 1 nella misura in cui reca più adeguata definizione del "danno alle acque".

La suddetta Direttiva, pubblicata nella Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea L178 del 28.06.2013, è entrata in vigore il ventesimo giorno successivo alla pubblicazione e dovrà essere recepita dagli attuali ventotto Stati membri entro il 19 luglio 2015, con disposizioni transitorie fissate per l'applicazione entro il 19 luglio 2016 nei confronti di coloro che pianificano o realizzano operazioni di pozzo ed al massimo entro il 19 luglio 2018 con riguardo agli impianti esistenti.

L'Italia ha partecipato attivamente, con propri rappresentanti designati dal Ministero dello sviluppo economico, alla elaborazione e definitiva redazione della direttiva fornendo il proprio contributo tecnico ed offrendo numerose proposte di emendamenti per migliorarne il quadro definitorio ed applicativo, ingenerando altresì in qualche caso l'applicazione di metodologie di controllo già presenti nel panorama normativo nazionale anche da parte degli altri Paesi membri. A tutt'oggi due tecnici in rappresentanza dell'Italia partecipano all'EUOAG (European Union Offshore Oil&Gas Authorities Group), Organo consultivo della Commissione europea formato da esperti dei vari Paesi membri per la sorveglianza dell'applicazione delle norme in materia della sicurezza delle attività estrattive degli idrocarburi in offshore, avuto altresì riguardo alla necessità di scambio di esperienze fra le autorità di regolamentazione e l'industria, di individuazione ed applicazione delle migliori pratiche adottabili in dette attività offshore nel settore degli idrocarburi, di scambio di informazioni su cause e circostanze di incidenti più o meno gravi là dove si verificano nelle acque degli Stati membri.

La principale innovazione introdotta in materia di sicurezza mineraria dal nuovo quadro regolatorio europeo e quindi dalla novella direttiva comunitaria afferisce alla modalità di prevenzione degli incidenti gravi in offshore che deve essere uguale per tutti gli Stati membri ed inoltre prevede:

- la costituzione di una specifica Autorità competente sia sotto l'aspetto della sicurezza dei lavori che sotto l'aspetto della protezione ambientale;
- il pieno raggiungimento di un obiettivo di sicurezza e di gestione del rischio;
- la garanzia finanziaria da parte degli operatori anche ai fini di responsabilità ambientale.

Non sottacendo il dettato correlato alla necessità di:

- coinvolgere adeguatamente il pubblico in allineamento alla Convenzione di Aarhus;
- incentivare la cooperazione internazionale e lo scambio di informazioni ed esperienze nell'ambito degli Stati membri dell'Unione europea;
- notiziare tempestivamente gli Stati frontisti in caso di incidenti gravi che avvengono nelle acque di uno Stato membro, in aggiunta alle disposizioni recate in materia di ruolo della Commissione al fine di garantire condizioni uniformi per lo scambio di informazioni ed esperienze tra tutti gli Stati membri e per favorire la trasparenza delle prestazioni rese nelle attività offshore che interessano il settore degli idrocarburi, nell'ambito dell'esercizio delle competenze attribuite alla stessa Commissione così come stabilite dal regolamento UE n. 182/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 febbraio 2011.

Vi è però da rilevare che l'Italia, al pari di altri Paesi dell'Unione europea (Spagna, Francia, Cipro, Malta, Grecia), ha Paesi frontisti che non appartengono alla U.E., di tal che il raggiungimento di obiettivi comuni di protezione del mare e di sicurezza delle lavorazioni non potrà che avvenire facendo ricorso alle possibilità recate da altre fonti normative.

In considerazione della sua posizione strategica, l'Italia si è proposta quale mediatore nei rapporti con Paesi che si affacciano nel Mare Mediterraneo e che non fanno parte della Unione europea, ma aderiscono alla Convenzione di Barcellona, strumento di cooperazione internazionale a carattere regionale per la protezione di detto mare dall'inquinamento eventualmente correlato alle attività offshore di esplorazione e coltivazione degli idrocarburi e quindi al collegato Protocollo Offshore al quale ha aderito la stessa Unione Europea con Decisione 2013/5/UE del Consiglio del 17 dicembre 2012.

La recente attività comunitaria fa seguito ad altre direttive comunitarie emanate in materia di sicurezza delle lavorazioni di cui:

- le Direttive 89/391/CEE, 89/654/CEE, 89/655/CEE, 89/656/CEE, 90/269/CEE, 90/270/CEE, 90/394/CEE e 90/679/CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e la salute dei lavoratori sul luogo di lavoro, con peculiare riferimento all'attività mineraria;

- la Direttiva 92/91/CE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione;
- la Direttiva 92/104/CE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee.

Le due ultime direttive attualmente in vigore sono state recepite in Italia con l'emanazione del Decreto Legislativo n. 624 del 25.11.1996, che è andato ad affiancarsi alla precedente normativa vigente in materia di sicurezza dei luoghi di lavoro e di tutela della salute dei lavoratori impiegati nei cantieri di prospezione, ricerca, coltivazione e stoccaggio degli idrocarburi liquidi e gassosi onshore ed offshore. Essa è costituita in sostanza dal D.P.R. n. 128/1959 e dal D.P.R. n. 886/1979, specifici per le attività offshore, oltre al più recente Decreto Legislativo n. 81/2008 e s.m.i. in materia di Testo Unico per la sicurezza nei luoghi di lavoro, che si applica a tutti i settori di attività, privati e pubblici, e a tutte le tipologie di rischio, in aggiunta a disciplinari tecnici emanati con decreto del Ministro per lo sviluppo economico e collegato decreto del Direttore generale per le risorse minerarie ed energetiche.

Anche se in Italia non si hanno situazioni di giacimenti con particolari condizioni di criticità per alte temperature, alte pressioni, condizioni geo-giacimentologiche suscettibili di ingenerare rischi come quelli che hanno ispirato l'implementazione della normativa sulla sicurezza e la predisposizione della nuova direttiva, l'implementazione della normativa esistente potrà garantire, tra l'altro:

- norme di sicurezza sempre più elevate e protezione dell'ambiente;
- uniformità di applicazione a tutti gli Stati membri;
- individuazione ed applicazione delle migliori pratiche regolamentari;
- definizione di procedimenti e procedure per la valutazione ed accettazione della relazione sui grandi rischi, documento complementare al Documento di Sicurezza e Salute oggi vigente e di tutte le comunicazioni di progettazione ed operazioni di pozzo;
- individuazione delle modalità di cooperazione con autorità competenti di altri Stati membri dell'Unione europea, con scambio di conoscenze ed esperienze;
- elaborazione ed attuazione di procedure coordinate o congiunte anche attraverso il gruppo di autorità (EUOAG) dell'Unione europea per le attività in mare nel settore degli idrocarburi;
- adeguato sistema di informazione e partecipazione del pubblico, ivi comprese le organizzazioni non governative, quali quelle che promuovono la tutela dell'ambiente ed altre organizzazioni pertinenti, in caso di perforazione di pozzi esplorativi con relativo coinvolgimento e pubblicizzazione di documenti e procedure di gestione.

QUADRO INTERNAZIONALE

Direttiva Europea e Attività offshore

La DGRME svolge un ruolo di rilievo a livello internazionale nel settore della sicurezza delle operazioni offshore. La DGRME è impegnata, inoltre, nel recepimento della Direttiva 2013/30/UE e nella procedura di ratifica del Protocollo Offshore per il Mar Mediterraneo, firmato dall'Italia ed entrato in vigore dal 2011. Due rappresentanti della DGRME sono membri dell'EU Offshore Authority Group (EUOAG), gruppo consultivo della Commissione Europea sui temi della sicurezza offshore.

PANORAMA MONDIALE

Il Programma delle Nazioni Unite per l'Ambiente (United Nations Environment Programme, UNEP) è stato il primo organismo mondiale a occuparsi di tutela delle acque marine, lanciando nel 1974 il Regional Seas Programme (Programma per i Mari Regionali, RSP). Esso si propone di stabilire una comune strategia globale e un quadro per la protezione dell'ambiente e la promozione dello sviluppo sostenibile, dandone, però, un'attuazione operativa a livello "regionale", a seguito dell'individuazione di 18 differenti macroaree.

Gli RSP espletano le loro funzioni attraverso un Piano d'Azione (Action Plan, AP). Nella maggior parte dei casi il Piano d'Azione è sostenuto da un solido quadro giuridico nella forma di una "convenzione regionale" e protocolli associati sui problemi specifici.

PANORAMA COMUNITARIO

È ben noto come la politica dell'Unione Europea sia sempre stata mirata a ridurre il verificarsi di incidenti legati alle attività offshore nel settore degli idrocarburi e a limitarne le conseguenze, aumentando così la sicurezza dei lavoratori e la protezione dell'ambiente marino e delle economie costiere dall'inquinamento e migliorando i meccanismi di risposta in caso d'incidente.

Di conseguenza, il quadro normativo comunitario è divenuto nel tempo estremamente ampio, poggiando su alcune direttive di capitale importanza quali:

- Direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione;
- Direttiva 96/61/CE del Consiglio, del 24 settembre 1996, sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento;
- Direttiva 2000/60/CE, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque, sia dal punto di vista ambientale che da quello amministrativo-gestionale;
- Direttiva 2013/30/UE, che stabilisce i requisiti minimi per prevenire gli incidenti gravi nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e limitare le conseguenze di tali incidenti.

REGIONALE: FOCUS SUL MAR MEDITERRANEO

In riferimento al citato RSP, 16 Paesi del Mediterraneo e la Comunità europea hanno adottato il *Piano d'Azione per il Mediterraneo* (Mediterranean Action Plan, MAP). Il MAP è stato in assoluto il primo piano adottato come programma regionale sotto l'ombrello dell'UNEP, a riprova della grande attenzione mostrata dai Paesi che si affacciano sul Mediterraneo ai temi della tutela ambientale marina.

In particolare, si segnala la "Convenzione per la protezione del Mar Mediterraneo dai rischi dell'inquinamento" (*Convenzione di Barcellona*), quale strumento giuridico e operativo del MAP, che vede come firmatari i Paesi rivieraschi di entrambe le sponde del bacino, sia UE che extra UE.

In attuazione della citata "Convenzione di Barcellona", per quanto di pertinenza delle tematiche offshore, con specifico riferimento agli aspetti ambientali, si cita il "Protocollo per la protezione del Mare Mediterraneo contro l'inquinamento derivante dall'esplorazione e coltivazione della piattaforma continentale, del fondo del mare e del suo sottosuolo" (*Protocollo Offshore*), entrato in vigore il 25 Marzo 2011 e successivamente adottato anche dalla UE.

Esso prevede in particolare una serie di misure finalizzate a prevenire, ridurre, combattere e controllare l'inquinamento risultante dalle seguenti attività:

- a. di esplorazione, quali rilievi sismici, campionamenti e perforazioni esplorative;

- b. di sfruttamento, quali la costruzione di installazioni finalizzate all'estrazione delle risorse, comprese le attività di perforazione, di estrazione, di trattamento e stoccaggio, di trasporto a terra tramite condotte e carico di navi, la manutenzione, la riparazione e le altre operazioni ausiliarie;
- c. di ricerca scientifica relativa alle risorse del fondo marino e del sottosuolo.

La disciplina riguarda l'intero ciclo di vita degli impianti offshore (con disposizioni relative alle autorizzazioni, costruzioni, operazioni, decommissioning), prevedendo la cooperazione fra le Parti Contraenti la Convenzione. In particolare, essa regola le attività di sfruttamento e di esplorazione della piattaforma continentale, del fondo marino e del suo sottosuolo, imponendo l'obbligo, già ampiamente previsto in Italia, del rilascio di autorizzazione quale atto necessario allo svolgimento delle attività da realizzare secondo le migliori tecnologie disponibili.

DIRETTIVA 2013/30/UE E IL RECEPIMENTO ITALIANO

La Commissione europea ha reagito all'incidente del Golfo del Messico (occorso al "pozzo Macondo") dell'Aprile 2010, avviando un'approfondita analisi delle attuali norme adottate nell'intera Unione Europea e dai suoi Stati Membri.

Lo studio è sfociato nella redazione del documento *"Affrontare la sfida della sicurezza delle attività offshore nel settore degli idrocarburi"* (Commissione Europea, 2010), nel quale si riporta come, benché l'Unione disponga già di esempi eccellenti di pratiche normative nazionali (tra le quali figurano, a buon diritto, quelle italiane), un'armonizzazione "verso l'alto" dell'attuale quadro normativo potrebbe ulteriormente migliorare la sicurezza di tali attività.

Sulla scorta di tali risultanze, il 27 ottobre 2011, la Commissione Europea ha adottato lo schema di Proposta di regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla sicurezza delle attività offshore di prospezione, ricerca e produzione nel settore degli idrocarburi (Regolamento Offshore), che ha come obiettivo quello di fissare elevati standard minimi di sicurezza per la prospezione, la ricerca e la produzione di idrocarburi in mare, riducendo le probabilità di accadimento di incidenti gravi, limitandone le conseguenze e aumentando, così, nel contempo, la protezione dell'ambiente marino.

Nel corso di tre diverse Presidenze UE (Polonia, Danimarca e Cipro), il Consiglio, per il tramite del suo Working Party on Energy (EWP), cui partecipano attivamente alcuni rappresentanti della DGRME, ha analizzato la Proposta di Regolamento e ha presentato diversi emendamenti. Successivamente, la Proposta di Regolamento è divenuta una "Proposta di Direttiva", a seguito di quanto deliberato dall'EWP del Consiglio e, parallelamente, anche dalla Commissione Industria, Ricerca ed Energia (ITRE) del Parlamento Europeo.

Sotto la presidenza irlandese, la Proposta di Direttiva è stata approvata prima dal Consiglio dell'Unione Europea, poi dal Parlamento Europeo e, infine, pubblicata in Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea in data 28 Giugno 2013 come Direttiva 2013/30/UE del 12 giugno 2013 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e di modifica della direttiva 2004/35/CE. La DGRME ha partecipato attivamente ai lavori mediante la formulazione di osservazioni e proposte volte ad accrescere gli standard di sicurezza europei. In particolare, è stata accolta la proposta italiana di inserire nella normativa l'adozione di strumenti, quali la "black box", già introdotti nel nostro ordinamento a seguito degli approfondimenti tecnici successivi all'incidente del Golfo del Messico, che entreranno a far parte del patrimonio di sicurezza comune di tutti gli Stati membri.

TAVOLO TECNICO SUL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA OFFSHORE

Nel Luglio 2013 un carteggio tra l'allora Commissario Europeo per l'Energia e il Ministro dello Sviluppo Economico, in merito al recepimento della direttiva nel nostro ordinamento, ha rimarcato il ruolo avuto dall'Italia nella direttiva e l'auspicio di un recepimento accurato, efficace e da svolgersi in tempi certi.

Nell'ottobre 2013 sono stati, pertanto, avviati i relativi lavori per la predisposizione di un primo schema tecnico di recepimento, messo a punto grazie ai lavori di un apposito Tavolo Tecnico, coordinato dalla DGRME, in stretta collaborazione con il Ministero dell'Ambiente e con la partecipazione di tutte le Amministrazioni interessate (Ministero del Lavoro, Ministero degli Affari Esteri, Marina Militare, Capitaneria di Porto, INAIL, Dipartimento Protezione Civile della Presidenza del Consiglio dei Ministri, Ministero dei Beni Culturali, Vigili del fuoco, Ministero dell'Interno, Ministero della Giustizia, Ministero dell'Economia e delle Finanze e Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti).

L'elaborato conclusivo del Tavolo è stato messo a punto entro il mese di Giugno 2014 ovvero prima dell'avvio del Semestre di Presidenza Italiana del Consiglio, nel pieno rispetto degli impegni presi con la Commissione UE. Esso consiste in uno schema di Decreto Legislativo, in larga parte condiviso, attualmente al vaglio degli Uffici Legislativi delle amministrazioni coinvolte con il coordinamento del Dipartimento delle politiche europee della Presidenza del Consiglio dei Ministri come previsto dalla Legge di Delegazione Europea.

La messa a punto della bozza di recepimento è stata arricchita con incontri periodici con i principali *stakeholders* del settore (operatori del settore, associazioni ambientaliste e sindacati) al fine di illustrare il lavoro in corso e raccogliere eventuali osservazioni.

PANORAMICA AUTORITÀ DI SICUREZZA

In Europa, nei Paesi che hanno attività di esplorazione e produzione rilevanti o comunque in via di sviluppo, le autorità di vigilanza e sicurezza fanno perlopiù capo al Ministero che ha la delega per l'energia (e mineraria), con diversi gradi di separazione dall'autorità di *licensing*. In particolare:

- nel Regno Unito, in Norvegia e in Francia l'Autorità di vigilanza e sicurezza è completamente separata dal Ministero dell'energia, sia in termini funzionali che in termini di appartenenza; infatti nel Regno Unito l'Autorità di sicurezza risponde al Governo, in Norvegia e a Cipro al Ministero del Lavoro, in Francia al Ministero degli Interni.
- nei Paesi Bassi l'Autorità di vigilanza e sicurezza risponde al Ministero dell'Economia, che ha anche la delega per l'energia, ma è separata funzionalmente ed è posta ai più alti livelli gerarchici del Ministero.
- negli altri Paesi (Spagna, Croazia, Grecia, Malta), il Governo direttamente o il Ministero dell'energia esercita le funzioni di *licensing* e l'Autorità di sicurezza fa capo al Governo o al Ministero, con gradi di separazione diversi a seconda dei Paesi.

DIRETTIVA STRATEGIA MARINA E D. LGS. 190/2010: CARTA DI LIVORNO

La Direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino 2008/56/CE (MSFD, Marine Strategy Framework Directive), entrata in vigore nel luglio del 2008, è stata formalmente recepita in Italia con il Decreto Legislativo 190/2010, il quale prevede una serie di ulteriori successive azioni da implementare nel tempo. Tra esse spiccano la definizione e l'avvio dei Programmi di Monitoraggio coordinati (MP, *Monitoring Programmes*).

La definizione e l'avvio dei Programmi di Monitoraggio coordinati costituiscono la seconda fase di attuazione del D.lgs. 190/2010 e sono successivi ai primi tre fondamentali passaggi della Strategia Marina:

- 1) la valutazione iniziale dello stato ambientale delle acque marine (IA, Initial Assessment), eseguita in attuazione dell'art. 8, basata su dati e informazioni esistenti e relativa alle caratteristiche essenziali degli ambienti marini italiani, alle pressioni e agli impatti che su di essi si manifestano, comprensiva anche di una analisi degli aspetti socio-economici dell'utilizzo dell'ambiente marino e dei costi del suo degrado;
- 2) la determinazione dei requisiti del buono stato ambientale (GES, Good Environmental Status), eseguita in attuazione dell'art. 9, in relazione agli 11 descrittori indicati nell'Allegato I del D.lgs. n. 190/2010
- 3) la definizione di traguardi ambientali (ET, Environmental targets), eseguita in attuazione dell'art. 10, in grado di orientare gli sforzi verso il conseguimento del buono stato ambientale.

La prima fase di attuazione del D.lgs. 190/2010 è terminata il 15 ottobre 2012 con la trasmissione alla Commissione Europea degli esiti della valutazione iniziale, delle definizioni di buono stato ambientale e dei traguardi ambientali.

Il termine per la definizione e l'avvio dei Programmi di Monitoraggio coordinati era invece stato fissato al 15 luglio 2014.

Il D.lgs. 190/2010 prevede anche una terza fase, in attuazione dell'art. 12, che è costituita dalla elaborazione e dall'avvio di Programmi di Misure (PoM, *Programmes of Measures*) finalizzate a conseguire

i traguardi ambientali o a mantenere il buono stato ambientale. I programmi di misure dovranno essere elaborati entro il 31 dicembre 2015 e dovranno essere avviati entro un anno successivo a tale data.

Il percorso di attuazione del D.lgs. 190/2010 è guidato dal Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), che, nell’esercizio delle sue funzioni di coordinamento (art. 4), si avvale di un Comitato Tecnico (art. 5), organismo che concorre alla definizione degli atti inerenti la Strategia Marina, la cui composizione garantisce la rappresentanza ad Amministrazioni centrali, Regioni e Province autonome, nonché agli enti locali.

Rappresentanti della DGRME siedono all’interno del citato Comitato Tecnico e hanno contribuito attivamente alla definizione delle proposte di GES e TARGET (maggio 2014) e, in particolar modo, alla messa a punto dei citati Programmi di Monitoraggio, successivamente posti in consultazione pubblica (giugno-luglio 2014) e poi trasmessi all’Unione Europea.

La direttiva stabilisce che si elaborino e avviino programmi di monitoraggio coordinati per la valutazione continua dello stato ambientale delle acque marine con riferimento ai traguardi ambientali stabiliti per guidare il processo verso il GES.

L’implementazione della Strategia Marina rappresenta, dunque, uno dei pilastri della “Carta di Livorno”, documento di indirizzo per una strategia del mare che coniughi tutela dell’ambiente e crescita economica. La Carta, messa a punto il 15 novembre 2014 grazie all’operato di amministrazioni – tra cui la DGRME – e stakeholders, riconosce l’esigenza di soddisfare 4 esigenze:

- una governante unitaria a livello nazionale;
- le connessioni terra-mare per promuovere la partecipazione delle comunità costiere;
- l’armonizzazione e l’efficacia dei controlli in mare e lungo le coste;
- l’implementazione di adeguate comunicazioni e partecipazione alla strategia Marina.

DIRETTIVA 2014/89/UE (PIANIFICAZIONE SPAZI MARINI)

Dando seguito ad una proposta della Commissione UE del 2013, il 23 luglio 2014 è stata emanata la Direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.

L’obiettivo è istituire negli Stati Membri dell’UE un quadro comune europeo per la pianificazione dello spazio marittimo al fine di garantire uno sviluppo delle attività marittime e costiere e un utilizzo delle risorse offerte dal mare secondo modelli sostenibili. Un’applicazione coerente della pianificazione dello spazio marittimo consentirà un coordinamento migliore tra attività terrestri e marittime. Gli Stati Membri dovranno elaborare una mappatura di tali attività mediante piani di gestione dello spazio marittimo in grado di promuovere una crescita sostenibile, e favorire nel contempo la partecipazione dei soggetti interessati e la cooperazione con gli Stati confinanti. Il ricorso a uno strumento unico contribuirà a dare sicurezza agli investitori e a ridurre gli oneri amministrativi per gli operatori e le amministrazioni nazionali preservando i servizi ecosistemici. Facilitando lo sviluppo sostenibile e gli investimenti in attività marittime, la direttiva contribuirà a realizzare il potenziale dell’economia blu d’Europa in termini di crescita e di occupazione. Il nuovo strumento favorirà inoltre l’attuazione della normativa UE in materia ambientale, come la Direttiva quadro 2008/56/CE sulla strategia per l’ambiente marino e la direttiva Habitat.

Poiché la Direttiva fa espressamente riferimento alle infrastrutture energetiche in mare e alle ricchezze del sottofondo marino, rappresentanti DGRME hanno partecipato alla fase ascendente del provvedimento, seguendo i lavori dell’associato Tavolo di coordinamento guidato dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti.

Similmente, la Direzione seguirà le procedure di recepimento.

QUADRO NAZIONALE

VERIFICHE E CONTROLLI

SEZIONI UNMIG DI BOLOGNA, ROMA, NAPOLI E LABORATORI

Nel quadro di riferimento europeo e, ancor più, di quello nazionale, è molto alta la sensibilità verso gli aspetti di sicurezza delle lavorazioni, di salvaguardia della pubblica e privata incolumità, della tutela della qualità dell'ambiente, nonché dell'utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali.

L'ambito specifico dell'offshore italiano, collocato nel più ampio scenario mediterraneo, con tutte le specificità che lo caratterizzano, pone l'esigenza di adottare misure di tutela che mirino in via prioritaria ad un'azione di prevenzione dei possibili danni che le attività umane in generale e, nello specifico, quelle di ricerca e coltivazione degli idrocarburi, possano potenzialmente arrecare all'ecosistema marino.

Appare pertanto fondamentale che, a fianco di un'attività normativa e regolamentaria, che traduca i livelli di attenzione e di sensibilità diffusa in misure effettive che fissino le condizioni minime di sicurezza per la ricerca e lo sfruttamento in mare nel settore degli idrocarburi, vi siano degli organismi che abbiano quale ruolo istituzionale quello di rendere fattiva l'applicazione di dette misure vigilando nel contempo sulla loro adozione nell'ambito operativo.

L'autorità di vigilanza competente per ruolo e professionalità per la corretta applicazione della normativa di settore (D. Lgs. 25.11.1996, n. 624, D.P.R. 24.05.1979, n. 886, legge 21.07.1967, n. 613, D.P.R. 09.04.1959 n. 128) è l'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse nei suoi uffici periferici.



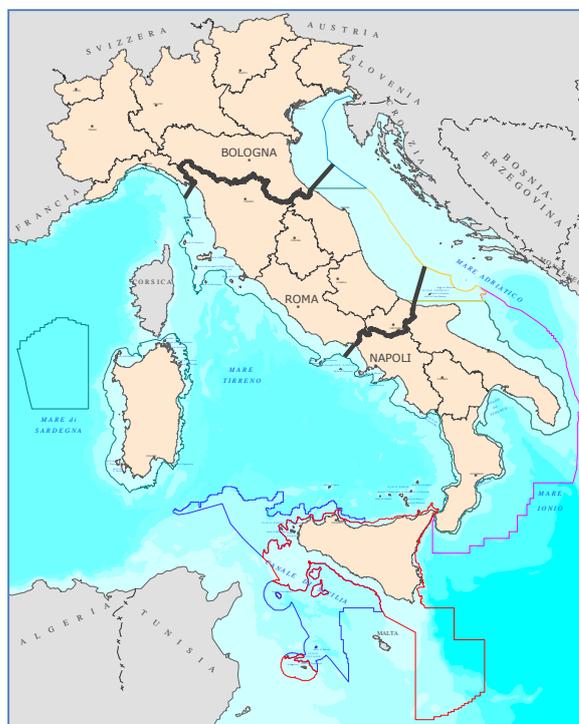
L'UNMIG, introdotto con la legge n. 6 del 1957 quale Sezione del Corpo Statale delle Miniere, ha successivamente ampliato la propria competenza territoriale con la legge n. 613/1967, specificamente adottata per regolamentare le attività di esplorazione e sfruttamento delle risorse naturali nella "piattaforma continentale".

Negli anni precedenti l'emanazione della citata legge, l'avanzamento del progresso tecnico aveva prospettato una fase di sviluppo della ricerca degli idrocarburi in offshore, mentre, in ambito internazionale, le convenzioni delle Nazioni Unite avevano già definito i criteri per la delimitazione delle piattaforme continentali riconoscendo il diritto per lo stato costiero di poterne utilizzare le risorse (cfr. Convenzione di Ginevra del 29 aprile 1958 sulla piattaforma continentale).

L'UNMIG, quindi, fin dalla sua istituzione è stata l'autorità di vigilanza sulle attività di ricerca e coltivazione in Italia, sia in terraferma che in mare a cui si è aggiunta l'attività di controllo e analisi dei laboratori.

La struttura si articola in tre uffici distaccati, Sezioni di Bologna, Roma e Napoli, e i laboratori centrali, incardinati sotto la Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche.

Le mansioni, come sopra sommariamente accennato, vanno dallo svolgimento delle attività ispettive sui cantieri di produzione, di ricerca o di sviluppo, al collaudo di attrezzature ed impianti, al controllo sullo svolgimento delle lavorazioni nel rispetto della normativa di sicurezza e salute dei lavoratori, fino allo svolgimento di inchieste su eventuali infortuni ed incidenti, all'accertamento di infrazioni e all'adozione dei relativi provvedimenti e alla comunicazione all'Autorità giudiziaria.



Competenze territoriali delle Sezioni UNMIG
(Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)

L'attività degli uffici UNMIG è improntata su un approccio che la normativa di settore attribuisce a profili professionali tecnici. Sia il D.P.R. n. 128/59 che il D.P.R. n. 886/79 individuano nel ruolo di dirigenti degli uffici gli "Ingegneri Capo" e, per il personale addetto alle verifiche e ai controlli, periti e ingegneri, definendo le tipologie di professionalità necessarie per lo svolgimento delle attività ispettive in un settore specialistico multidisciplinare quale quello della ricerca e coltivazione di idrocarburi. Le metodiche operative sono, pertanto, orientate non solo alla verifica degli adempimenti formali, ma, necessariamente, alla comprensione delle problematiche e delle possibili soluzioni, favorendo il perseguimento delle *best practices* da parte degli operatori ed un approccio proattivo degli stessi nei confronti della sicurezza.

Pertanto l'UNMIG ai sensi e per gli effetti delle normative sopra dette è organo di Polizia Mineraria e gli ingegneri e i periti, nell'ambito delle funzioni "ex lege" attribuite, sono Ufficiali di Polizia Giudiziaria. Il termine "Polizia Mineraria" può apparire anacronistico ma senz'altro racchiude in sé in maniera semplice e sintetica le pregnanti attribuzioni funzionali dell'UNMIG quale Autorità di Vigilanza.

Entrando ancor più nel dettaglio l'attività delle Sezioni si esplicita nello svolgimento di controlli, visite ispettive, sopralluoghi di verifica, accertamento, collaudo sulle piattaforme di produzione e sulle unità galleggianti esistenti nonché sulle centrali a terra ad esse afferenti.

Eventuali episodi infortunistici o incidentali in generale, sono sottoposti ad accertamenti per la verifica delle circostanze che li hanno determinati a cui seguono, in caso di infortuni gravi, rapporti all'Autorità giudiziaria e alla Direzione Generale; negli altri casi, detti eventi sono comunque sottoposti a valutazione ed analisi con l'emanazione dei provvedimenti e/o delle prescrizioni del caso.

Per quanto attiene alla costruzione di nuove installazioni o alla modifica di quelle esistenti per operazioni, gli uffici rilasciano le previste autorizzazioni previo deposito dei progetti, curando attraverso i propri funzionari la successiva fase di verifica sia con sopralluoghi autonomi che congiuntamente con Vigili del Fuoco e Capitaneria di Porto.

In linea generale l'attività ispettiva viene svolta su impianti, attrezzature ed installazioni e riguardano vari aspetti riferiti alla sicurezza, quali:

- ✓ apprestamenti antincendio (sistemi di rilevazione, estinzione e protezione passiva, quadri, pannelli);
- ✓ sistemi di monitoraggio gas e atmosfere nocive o potenzialmente esplosive (rilevatori H₂S, SO₂, dispositivi installati e loro ubicazione, taratura sensori);
- ✓ sistemi di comunicazione (telemetria, impianto radio, controllo da terra e/o piattaforma madre);
- ✓ procedure di intervento (simulazione emergenze con verifica comportamento maestranze);
- ✓ attrezzature di salvataggio e pronto soccorso (verifiche sulle dotazioni delle scialuppe di sicurezza e loro ammaraggio), ubicazione accessi: attracchi, scale ed helideck, dotazioni salvagente, boe luminose, zattere;
- ✓ sistemi di avvistamento e segnalazione per la navigazione, segnalazione luminosa ed acustica, pannelli di identificazione della piattaforma, controllo sui dati forniti dalle Società con le loro verifiche periodiche sullo stato delle gambe, degli imbarcaderi e dei *riser* delle piattaforme;
- ✓ chiusure valvole di fondo di pozzi in produzione;
- ✓ utilizzo BOP e certificati abilitazione uso BOP, verifica condizioni del piano sonda e vie di fuga, tipi e quantitativi dei fanghi di perforazione per i pozzi in perforazione;
- ✓ visite mediche del personale;
- ✓ registri infortuni, giornale di bordo, giornale di sonda per le attività di perforazione, verifiche su effettuazione esercitazioni di sicurezza antincendio, miscele nocive e potenzialmente esplosive, nonché di abbandono della piattaforma, registri funi, registri Ordini di Servizio e lavori in aree pericolose;
- ✓ impianti elettrici ed in particolare gli schemi unifilari, caratteristiche degli interruttori di protezione e verifica del loro stato, funzionamento dei generatori di energia elettrica e delle alimentazioni primarie che essi coprono sulle piattaforme;
- ✓ tappi fusibili e conseguenti blocchi sulla piattaforma con azionamento delle logiche automatiche di intervento di chiusura per eventi di processo o di emergenza con verifica delle azioni sulle valvole (SDV, BDV, SSSV) e sulle azioni di telecontrollo.

Quanto sopra rappresenta un elenco sommario rappresentativo ma non esaustivo delle tipologie di verifiche e controlli che le Sezioni attuano nei confronti delle attività di ricerca e coltivazione degli idrocarburi in offshore.

Per le concessioni di coltivazione offshore, ai fini della sicurezza degli impianti di produzione e delle condotte di trasporto idrocarburi sottomarine atte ad assicurare il funzionamento e l'esercizio delle installazioni scongiurando eventuali oil-spill in mare, si applica, tra l'altro, il Titolo IV del decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886, che prevede anche la verifica dell'efficienza delle

dotazioni di sicurezza delle valvole automatiche di fondo pozzo e delle rispettive valvole di superficie nonché il controllo delle sealines.

Premesso che tali accertamenti/controlli/verifiche vengono condotti periodicamente dalle Società titolari nonché alla presenza e su indicazione dell’Autorità di vigilanza – Sezioni UNMIG, ogniqualvolta lo si ritenga, si è introdotta per le concessioni ad olio, la verbalizzazione di una verifica periodica biennale che dia evidenza:

- ✓ dell’efficienza delle dotazioni di sicurezza e la piena funzionalità delle valvole automatiche di fondo pozzo e delle rispettive valvole di superficie;
- ✓ dell’integrità delle condotte sottomarine di collegamento fra i pozzi e le piattaforme di produzione e/o le unità galleggianti FSO/FPSO e/o centro raccolta/centrale, con controlli visivi tramite remotely operated vehicle – ROV - oppure, qualora possibile, con ispezioni con PIG intelligente.

Le verifiche di funzionamento delle valvole dei pozzi viene condotta sulla base di uno specifico protocollo di prova approvato dalle sezioni UNMIG che nel prevedere la puntuale interruzione della produzione di idrocarburi non incide in alcun modo nè sulla produzione complessiva dei campi in produzione nè sulla integrità del giacimento. Nel corso dell’anno si è dato avvio a tali verifiche per tutte le concessioni di competenza.



Piattaforme BARBARA C (a sinistra con l’eliporto), BARBARA T e T2 (Foto dal sito della DGRME)

ATTIVITÀ 2014

Di seguito si riportano le attività più significative delle tre sezioni UNMIG svolte nel corso dell’anno 2014.

Lavori di workover sui pozzi in vari campi in alto Adriatico

Sono stati autorizzati lavori di workover, anche in simultanea con attività di produzione, sui pozzi dei campi offshore di Amelia, Cervia-Arianna, Azalea, Anemone, Regina, Armida, Antares, Naomi.



Piattaforma AZALEA B
(Foto dal sito della DGRME)



Piattaforma NAOMI/PANDORA
(Foto dal sito della DGRME)

Verifiche fiscali sulle piattaforme Annamaria

È proseguita l'attività di verifiche fiscali sulle piattaforme Annamaria B (nell'offshore italiano) ed Annamaria A (nell'offshore croato) con la firma di 4 verbali di riconciliazione trimestrali (alternativamente in territorio italiano ed in territorio Croato come previsto dall'AIDOA – Annamaria Integrated Development and Operating Agreement) relativi alla produzione del giacimento "Annamaria" nella concessione "A.C11.AG".

Sempre sulle piattaforme "Annamaria B" ed "Annamaria A" si sono effettuate tarature ed operazioni sulle linee fiscali insieme a personale del Governo Croato.



Piattaforma ANNAMARIA B (Foto dal sito della DGRME)

Lavori autorizzati su piattaforme del campo "Barbara"

Massimizzazione del recupero del gas dei giacimenti offshore tramite la tecnologia di Wellhead Compression (WC).

La tecnologia di WC è un sistema di compressione che permette di accelerare la velocità del fluido prodotto aumentando così la capacità di trascinamento dei liquidi al fine di ripristinare la produzione.

La sua applicazione nasce dalla possibilità di recuperare produzione e riserve aggiuntive da pozzi con problematiche di autocolmataggio e/o di depletion naturale tramite l'abbassamento della FTHP (Flowing Tubing Head Pressure) al di sotto della pressione della flowline. L'installazione della Wellhead Compression avviene sulla esistente linea di produzione.



Piattaforma BARBARA B (Foto dal sito della DGRME)

Lavori autorizzati concessione C.C6.E0

FSO Leonis lavori di manutenzione straordinaria preordinati al rilascio delle annotazioni di sicurezza della nave (Certificato di classe).

Proseguimento dei lavori di revamping generale della piattaforma VEGA A finalizzati al prolungamento della vita operativa della stessa piattaforma e per consentire l'ampliamento delle attività previste per la costruzione della nuova piattaforma VEGA B e per la perforazione dei relativi pozzi.

Interventi ai pozzi di VEGA A in simultanea con la produzione.



Piattaforma VEGA A (Foto dal sito della DGRME)

Lavori autorizzati concessione C.C3.AG – Piattaforme Perla - Prezioso

Proseguimento dei lavori di revamping generale finalizzati al prolungamento della vita operativa degli impianti e per consentire il futuro sviluppo delle attività previste nella adiacente concessione G.C1.AG dello stesso operatore – campo offshore Ibleo – Argo/Cassiopea.



Piattaforma PREZIOSO (Foto dal sito della DGRME)

LABORATORI CHIMICI E MINERALOGICI UNMIG

In merito alle tematiche afferenti il settore Minerario ed Energetico, i Laboratori chimici e mineralogici dell'UNMIG hanno tra i loro compiti:

- ✓ organizzazione ed esecuzione di campagne di prelievo di campioni solidi, liquidi e gassosi e relative analisi chimico-fisiche;
- ✓ programmazione e organizzazione delle indagini di natura chimico-fisica relative alla esistenza, classificazione, coltivabilità, utilizzazione e stoccaggio di risorse minerarie ed energetiche;
- ✓ controllo delle emissioni gassose e degli effluenti liquidi di impianti minerari, anche nell'ambito dei controlli AIA;
- ✓ controlli sperimentali sui parametri riguardanti la prevenzione e la sicurezza nelle attività del settore energetico e minerario (in particolare vibrazioni del suolo, rumore, qualità dell'atmosfera di cantiere);
- ✓ sperimentazione nel settore delle risorse minerarie ed energetiche; sperimentazioni, ricerche e studi su campioni di sostanze minerali del settore estrattivo, inclusi i relativi materiali di recupero e rifiuti finalizzati anche al loro riuso;
- ✓ riconoscimento di idoneità all'impiego in attività estrattive di prodotti esplosivi;
- ✓ determinazioni analitiche e consulenze a Amministrazioni centrali, Regioni, Enti territoriali, Università, Operatori pubblici e privati.

In particolare, per ciò che concerne la salute e la sicurezza dei lavoratori nonché la salvaguardia e la tutela dell'ambiente, i Laboratori svolgono attività di monitoraggio e controllo su tutto il territorio nazionale. Le attività di controllo e analisi includono sia le attività offshore che quelle onshore, nonché committenze da parte di enti pubblici e privati. I Laboratori realizzano, inoltre, campagne di verifica della qualità del gas naturale prodotto e/o stoccato nel territorio nazionale e analisi e caratterizzazione dei reflui acquosi provenienti dal trattamento degli idrocarburi liquidi e gassosi. Per quanto riguarda la tutela della salute dei lavoratori vengono effettuate analisi delle emissioni gassose provenienti da impianti di estrazione e/o trattamento di idrocarburi, nonché controlli sperimentali sui parametri riguardanti la prevenzione e la sicurezza nelle attività del settore energetico e minerario (in particolare vibrazioni del suolo, rumore, qualità dell'atmosfera di cantiere). Vengono eseguite, inoltre, analisi chimico – mineralogiche di minerali industriali ed intermedi di lavorazione e residui industriali nonché prove di cessione, secondo le normative vigenti, su rifiuti, residui industriali e materiali inertizzati.

Nel corso del 2014 i Laboratori, in collaborazione con le Sezioni UNMIG di Bologna, Roma e Napoli, hanno effettuato le seguenti attività di controllo e monitoraggio su impianti offshore:

- analisi del gas naturale e controllo delle emissioni in atmosfera ai camini "E01", "E02", "E03", rispettivamente dei turbocompressori denominati "TK-001", "TK-002", "TK-003" - piattaforma di compressione gas "GARIBALDI K" della società ENI S.p.A.;
- controllo delle emissioni in atmosfera ai camini "E01" ed "E02", rispettivamente dei turbocompressori denominati "TK-101" e "TK-201" - piattaforma di compressione "CERVIA K" della società eni S.p.A.;
- ispezione ambientale ordinaria in coordinamento con ISPRA e ARPAM (attuazione di quanto previsto nella Autorizzazione Integrata Ambientale) che ha riguardato il controllo delle emissioni in atmosfera dei turbocompressori denominati "TK5", "TK6", "TK7", e l'analisi dei reflui acquosi provenienti dall'impianto di raffreddamento del gas e dal trattamento degli idrocarburi prodotti - piattaforma di compressione "BARBARA T2" della società ENI S.p.A.;
- analisi del gas di alimentazione della torcia - piattaforma "ROSPO MARE B", della società EDISON S.p.A.

RICERCA E MONITORAGGIO

Accordi con Enti, Università ed altre Amministrazioni

L'art. 6, comma 17, del D.lgs. 152/2006, come modificato dall'art. 35 del Decreto Legge 22 Giugno 2012, prevede che parte delle risorse derivanti dal versamento delle royalties relative alla produzione di idrocarburi in impianti offshore sia destinato al Ministero dell'ambiente e al Ministero dello sviluppo economico, per assicurare il pieno svolgimento, rispettivamente, delle azioni di monitoraggio e contrasto dell'inquinamento marino e delle attività di vigilanza e controllo della sicurezza, anche ambientale, degli impianti di ricerca e coltivazione in mare.



Piattaforma ROSPO MARE A
(Foto dal sito della DGRME)

La Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche, per dare applicazione alla disposizione in oggetto, ha avviato collaborazioni con altre Amministrazioni, Università ed Enti di ricerca per la realizzazione di studi, monitoraggi e verifiche, sia a carattere generale che specifici su singoli impianti e strutture, da sviluppare, in collaborazione con gli operatori, per l'approfondimento dei temi riguardanti la sicurezza delle attività E&P a mare.

Sono stati già siglati accordi di collaborazione con la Marina Militare, la Capitaneria di Porto, l'Università Bicocca, l'AMRA, l'RSE, l'OGS, INGV, e altri accordi sono in corso di definizione.

Nell'ambito di tali accordi sono previsti e in parte avviati: monitoraggi dello stato delle acque con sistema integrato navale – aereo – satellitare; studi e verifiche sullo stato delle strutture metalliche delle piattaforme; valutazione della pericolosità sismica delle attuali piattaforme; messa a punto di studi di fattibilità per il monitoraggio sismico e delle deformazioni del suolo offshore; verifica del quadro emissivo attuale degli impianti; studio degli effetti ambientali e della dinamica di dispersione di inquinanti in mare; studio degli effetti ambientali delle operazioni e degli incidenti NaTech; ricognizione e raccolta di informazioni riguardanti le attività delle istituzioni italiane utili per incrementare i livelli di sicurezza offshore e relative banche dati; studi delle condizioni geologiche e stratigrafiche delle nuove zone marine aperte alla ricerca e coltivazione degli idrocarburi; studi per l'ottimizzazione energetica degli impianti offshore anche con l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili; studio degli scenari incidentali degli impianti a mare per la predisposizione delle relazioni grandi rischi per gli impianti di produzione e di perforazione e delle relative azioni di mitigazione; studio delle procedure operative per i controlli e per la valutazione delle relazioni grandi rischi. I risultati di tutte queste attività Obiettivo confluiranno in un indicatore – basato su un idoneo paniere di parametri misurabili – per la valutazione della variazione del livello di sicurezza degli impianti rispetto allo stato attuale e l'identificazione degli elementi critici.

Tali attività, i cui risultati verranno progressivamente resi noti dalla DGRME tramite il proprio sito internet, sono finalizzate al raggiungimento di specifici obiettivi per l'incremento della sicurezza degli impianti offshore:

1. individuare un indicatore – basato su un idoneo paniere di parametri misurabili – per la valutazione della variazione del livello di sicurezza degli impianti rispetto allo stato attuale e l'identificazione degli elementi critici;
2. applicare un sistema integrato navale – aereo – satellitare per il monitoraggio giornaliero dello stato delle acque in Adriatico, in coordinamento con il MATTM;
3. verifica stato sealines di trasporto di gas e olio in Adriatico;
4. verifica stato strutture metalliche delle piattaforme;
5. monitoraggio delle attività a mare. Verifiche attività degli impianti di perforazione e sistemi di registrazione parametri perforazione;
6. valutazione della pericolosità sismica (inclusa la sismicità indotta) delle attuali piattaforme in base alla loro posizione rispetto a strutture tettoniche e alle pressioni in gioco;
7. messa a punto di studi di fattibilità per il monitoraggio sismico e delle deformazioni del suolo
8. verifica quadro emissivo attuale degli impianti e previsione impatto al 2020 (SEN);
9. studio degli effetti ambientali e della dinamica di dispersione di inquinanti in mare;
10. studio degli effetti ambientali delle operazioni e degli incidenti NaTech;

11. ricognizione e raccolta di informazioni riguardanti le attività delle istituzioni italiane utili per incrementare i livelli di sicurezza offshore e relative banche dati;
12. studi delle condizioni geologiche e stratigrafiche delle nuove zone marine aperte alla ricerca e coltivazione degli idrocarburi;
13. ottimizzazione energetica degli impianti offshore anche con l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili;
14. studio degli scenari incidentali degli impianti a mare per la individuazione dei rischi da considerare nella relazione grandi rischi per gli impianti di produzione e di perforazione (direttiva 2013/30/UE, art.12 e 13; Allegati I e III), e delle relative azioni di mitigazione;
15. studio delle procedure operative per i controlli e per la valutazione delle relazioni grandi rischi di cui al punto 14 (All.IV e VI direttiva).

Di seguito si descrivono sinteticamente i temi di ricerca oggetto degli accordi e dei relativi atti esecutivi in cui sono specificati in dettaglio le attività che verranno svolte e gli obiettivi da raggiungere.

AMRA – UNIVERSITÀ DI NAPOLI



■ analysis and monitoring of environmental risk

L'accordo del 4 agosto 2014, come specificato nel relativo atto esecutivo del 23 settembre, si prefigge i seguenti obiettivi:

- svolgimento di studi e ricerche per il monitoraggio del rischio ambientale degli impianti offshore anche attraverso analisi probabilistica multi-rischio di eventi naturali;
- svolgimento di studi e ricerche nell'ambito dei rischi legati allo sfruttamento energetico (sismicità indotta e inquinamento), anche mediante l'utilizzo di nuove metodiche;
- raccolta, gestione ed elaborazione dei dati acquisiti dalle reti esistenti di monitoraggio sismico, delle deformazioni del suolo (inclusi dati satellitari) e sulle operazioni di estrazione idrocarburi e eventuali iniezioni di fluidi, e analisi storica e strumentale finalizzata alle previsioni delle condizioni meteo marine in siti pilota offshore;
- sviluppo di metodologie di analisi probabilistica per la valutazione del rischio naturale indotto dalle attività di coltivazione degli idrocarburi degli impianti offshore, con particolare attenzione a:
 - 1) analisi pericolosità sismica innescata ed indotta
 - 2) analisi dell'evoluzione delle linee costiere in vicinanza di piattaforme offshore.

Per il raggiungimento di tali obiettivi, è stato avviato il progetto "Argo" da sviluppare nel triennio 2015-2017, per lo studio e l'analisi dei rischi naturali e antropici in relazione alla sicurezza e protezione degli impianti petroliferi offshore. Aspetti fondamentali dello studio saranno la caratterizzazione della pericolosità degli eventi meteorologici e della vulnerabilità delle piattaforme offshore agli stessi eventi naturali, nonché la stima dell'evoluzione costiera e delle variazioni di stress sulle strutture tettoniche note in funzione dei parametri di produzione. Il progetto sarà realizzato integrando due approcci metodologici: l'analisi probabilistica multi-rischio di eventi naturali legati a cambiamenti climatici e lo sviluppo di metodologie per l'analisi probabilistica di rischi industriali innescati da eventi naturali (NA-TECH) sulle piattaforme offshore, includendo anche eventi estremi associati a cambiamenti climatici, con particolare attenzione all'analisi della pericolosità sismica innescata ed indotta da attività di sfruttamento degli idrocarburi degli impianti offshore e all'analisi dell'evoluzione delle linee costiere in vicinanza di piattaforme offshore.

A questo scopo, attraverso opportuna valutazione, sono stati individuati, quali "Casi studio", 3 impianti a mare.

Il gruppo di ricercatori impegnati nel progetto stanno attualmente raccogliendo dati e informazioni necessarie allo studio, relative, in particolare, all'assetto geologico/stratigrafico/strutturale dell'area, ai dati di sismicità storica e strumentale, alle caratteristiche strutturali delle piattaforme, ai dati meteorologici, climatologici, di evoluzione morfologica della linea di costa e di circolazione oceanica nella zona di studio.

CRIET – UNIVERSITÀ LA BICOCCA



L'accordo del 30 luglio 2014, come specificato nel relativo atto esecutivo del 15 ottobre 2014, si prefigge i seguenti obiettivi:

- studi e ricerche sulla struttura geologica delle nuove zone marine aperte alla ricerca e coltivazione degli idrocarburi e sulle attività minerarie svolte offshore dai Paesi frontisti per la verifica dei possibili effetti transfrontalieri, utilizzando strumenti informatici dedicati (hardware e software);
- programmazione e realizzazione dei controlli tecnici degli impianti, anche relativi alle analisi delle emissioni gassose e degli effluenti liquidi, finalizzati sia alla sicurezza degli impianti che alla salvaguardia della salute dei lavoratori e dell'ambiente circostante le piattaforme.

Sono in corso campagne di campionamento e analisi degli effluenti liquidi e gassosi delle piattaforme a mare e studi sulla geologia della zona marina recentemente aperta alle attività minerarie del Mar Balearico, limitrofa alle acque francesi e spagnole.

RSE – RICERCA SISTEMA ENERGETICO



L'accordo del 20 ottobre 2014, come specificato nel relativo atto esecutivo del 13 novembre 2014, si prefigge i seguenti obiettivi:

- svolgimento di studi e ricerche per la valorizzazione sostenibile delle risorse del sottosuolo mediante la messa a punto di progetti di ottimizzazione energetica degli impianti offshore con l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili;
- studio degli effetti ambientali e della dinamica di dispersione di inquinanti in mare sia conseguente ad eventi incidentali che per emissione continua;
- studio e la simulazione della circolazione/diffusione di fluidi nel sottosuolo.

Sono in corso di pianificazione le attività operative che verranno realizzate per il raggiungimento degli obiettivi indicati.

INGV – ISTITUTO NAZIONALE DI GEOFISICA E VULCANOLOGIA



L'accordo del 6 novembre 2014, come specificato nel relativo atto esecutivo del 22 dicembre 2014, si prefigge i seguenti obiettivi:

- messa a punto e sperimentazione di protocolli per il monitoraggio sismico, delle deformazioni del suolo e della pressione di poro delle attività di coltivazione di idrocarburi anche in offshore al fine di alzare gli standard di sicurezza per le attività di sottosuolo; analisi dei dati rilevati nel corso dei monitoraggi e studio dell'evoluzione spazio-temporale degli eventi;

- caratterizzazione del segnale sismico finalizzata alla distinzione fra sismicità indotta e sismicità naturale;
- sviluppo di procedure e implementazioni di monitoraggio in aree offshore.

Sono in corso di pianificazione le attività operative che verranno realizzate per il raggiungimento degli obiettivi indicati.

OGS – ISTITUTO NAZIONALE DI OCEANOGRAFICA E DI GEOFISICA SPERIMENTALE



L'accordo del 30 settembre 2014, come specificato nel relativo atto esecutivo dell'11 dicembre 2014, si prefigge i seguenti obiettivi:

- Sviluppo di metodologie di analisi per correlare in tempo quasi-reale la sismicità rilevata alle attività di coltivazione del sottosuolo per gli idrocarburi;
- Studi e ricerche nella gestione, conservazione e valorizzazione di dati relativi all'esplorazione petrolifera offshore (dati pubblici MISE e dati OGS);
- Studi e ricerche sull'analisi dei rischi naturali ed antropici per la sicurezza e protezione degli impianti industriali offshore;

E' stato predisposto il piano dettagliato delle attività attualmente in fase di avvio.

Gli accordi di collaborazione che la Direzione ha siglato con la Marina Militare e con il Corpo delle Capitaneria di porto sono operativi dall’inizio del 2014 e riguardano soprattutto attività di monitoraggio e controllo delle attività offshore e dei relativi spazi marittimi.

ACCORDO CON LA MARINA MILITARE

Sulla base di queste considerazioni è stato stilato, a fine gennaio scorso, l’Accordo di collaborazione tra la M.M. e la DRGME.



*Nave VEGA: pattugliatore che svolge attività di vigilanza e operazioni antinquinamento
(Foto della Marina Militare)*

Come specificato nel relativo atto esecutivo dello stesso 30 gennaio, i contenuti dell’accordo prevedono una sinergia nei seguenti settori di comune interesse:

- sorveglianza e controllo degli impianti e delle aree marittime di possibile sfruttamento del sottosuolo di competenza nazionale, al fine di prevenire e rilevare lo svolgimento di attività non autorizzate;
- controllo degli impianti e delle strutture subacquee delle attività offshore mediante l’impiego del personale e dei mezzi della Marina Militare dotati di adeguate capacità;
- scambio di informazioni e aggiornamento delle rispettive banche dati per la realizzazione di cartografia in scala opportuna per la precisa e puntuale definizione delle aree di concessioni minerarie;
- supporto tecnico professionale e normativo nel settore della sicurezza e protezione degli impianti offshore.

Le attività citate rientrano tra quelle previste dall’Art. 115, vigilanza in mare, del D.lgs. 66/2010 (Codice dell’Ordinamento Militare): “*La Marina espleta ... la sorveglianza per la prevenzione degli inquinamenti delle acque marine da idrocarburi e dalle altre sostanze nocive nell’ambiente marino e l’accertamento delle infrazioni alle relative norme*”.

Con questa collaborazione si intende concretizzare una sinergia tra le capacità dual use della Marina Militare e le esigenze istituzionali della Direzione Generale, con l’obiettivo di ottimizzare l’impiego delle

risorse richiesto dalla necessità di contenimento della spesa pubblica mediante la riduzione degli sprechi e delle duplicazioni di materiali, mezzi e capacità. Al contempo permette di aumentare la sicurezza delle attività offshore in termini di prevenzione di azioni/minacce portate dall'esterno, il controllo per la tutela ambientale nelle aree interessate da attività offshore, la tutela degli interessi dello Stato con azione di deterrenza e controllo nei riguardi di attività non autorizzate e/o sconfinamenti da parte di Stati frontisti. Al fine di garantire un agevole e continua azione di coordinamento e raccordo per lo sviluppo delle attività previste dall'accordo, la M.M. mantiene la disponibilità e presenza non continuativa di proprio personale presso la DGRME.



Nave idro-oceanografica GALATEA: svolge attività scientifica in collaborazione con Enti di ricerca nazionali e internazionali (Foto della Marina Militare)

Attività svolta

In linea al predetto Accordo di collaborazione nel corso dell'anno sono state svolte numerose attività:

- il supporto nell'attività ispettiva offshore degli impianti di coltivazione del giacimento Annamaria, che si estende oltre la piattaforma continentale Italiana, mediante l'impiego di Nave Procida;
- l'indirizzo dell'attività di sorveglianza marittima volto alla creazione di una completa situazione generale di superficie, detta "maritime picture", creata presso il Comando in Capo della Squadra Navale mettendo a sistema tutte le informazioni e dati resi disponibili dalle varie amministrazioni, civili e militari, interessate alle attività marittime, in modo da evidenziare, attraverso specifici software (*smart agent*), le attività di tutte le unità di ricerca operanti nei mari italiani;
- il pattugliamento delle aree marine aperte alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi, al fine di prevenire e rilevare attività di ricerca non autorizzate o sconfinamenti da Stati frontisti, verificando la presenza di inquinamenti da idrocarburi e la loro eventuale correlazione con le attività offshore. Tale attività ha visto impegnate in maniera specifica Nave Durand DE LA PENNE, Nave LIBRA, Nave Caio DUILIO, Nave FOSCARI, Nave CHIMERA e Nave FASAN, ma tutte le unità della M.M. che si siano comunque trovate ad operare nelle suddette aree hanno contribuito alla compilazione della situazione generale (la "maritime picture") di cui sopra garantendo:
 - la localizzazione e identificazione delle unità di ricerca presenti e il monitoraggio delle loro attività;
 - il controllo del rispetto, da parte dei naviganti, delle zone di sicurezza stabilite intorno alle installazioni offshore con ordinanze delle Autorità Marittime;
 - il controllo del corretto funzionamento e rispondenza delle segnalazioni per i naviganti in funzione sugli impianti offshore e installazioni;
 - la verifica di presenza di inquinamenti da idrocarburi, la loro estensione ed eventuale provenienza dagli impianti offshore o dalle attività ad essi correlate.
- la realizzazione e messa in opera di un sistema per il monitoraggio e controllo in remoto della situazione dei mezzi navali che svolgono attività di prospezione nei mari italiani, direttamente dalla sede della DGRME e potenziamento della rete radar costiera in Adriatico, il mare nel quale insiste il maggior numero di impianti offshore e di aree di interesse minerario;
- lo scambio di informazioni con l'Istituto Idrografico della Marina e la realizzazione da parte dello stesso Istituto di una nuova serie di carte ad uso minerario, non idonee per la navigazione, finalizzate al tracciamento delle concessioni minerarie.



Nave CHIMERA: attività di pattugliamento e di vigilanza (Foto della Marina Militare)

PROTOCOLLO D'INTESA CON IL CORPO DELLE CAPITANERIE DI PORTO



Nell'ambito delle ordinarie attività di raccordo interistituzionale e quale implementazione, a livello centrale, delle relazioni funzionali ordinariamente esistenti in ambito locale tra le Autorità marittime e gli UNMIG, è stato siglato in data 16 settembre 2014 un Protocollo d'intesa tra la Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche ed il Comando generale del Corpo delle Capitanerie di porto.

L'accordo si prefigge di promuovere, coordinare e sostenere ogni più utile ed efficace forma di collaborazione tra le rispettive articolazioni territoriali, sviluppando quelle virtuose sinergie orientate ad una ottimizzazione e semplificazione delle attività di competenza afferenti le installazioni offshore.

Obiettivo primario è realizzare una gestione combinata e condivisa di realtà produttive di così peculiare rilevanza, armonizzandone i protocolli e raccordandone le azioni di spettanza, al fine ultimo di garantire la piena sicurezza, anche ambientale, delle operazioni d'impianto.



(Foto della Capitaneria di porto – Guardia costiera)

Tra le forme di cooperazione e coordinamento sviluppate nell'atto convenzionale, particolare rilievo rivestono quelle interessanti:

- la vigilanza ed il controllo degli impianti offshore, attraverso lo svolgimento - anche congiunto - di ispezioni e visite di rispettiva spettanza;
- le pianificazioni di emergenza delle installazioni, da rendersi coerenti rispetto ai piani locali S.A.R. (*search & rescue*) e ai piani locali antinquinamento redatti dalle Autorità marittime - finanche addivenendo ad una stesura congiunta - così da ottimizzare le procedure d'intervento e la programmazione delle azioni di contrasto e mitigazione in caso di incidenti, ai fini della salvaguardia della vita umana in mare e della sicurezza ambientale;
- lo scambio di informazioni tra gli UNMIG e il Comando generale del Corpo delle Capitanerie di porto, al fine di consentire alla Centrale Operativa di quest'ultimo ed all'Autorità marittima designata di condurre la direzione operativa e tattica dei mezzi aeronavali impiegati nelle operazioni di contrasto all'inquinamento in caso di sversamenti accidentali di idrocarburi e di altre sostanze nocive, in linea con le previsioni normative di cui alla legge 31 dicembre 1982, n.979, del D.P.C.M. 4 novembre 2010 (*"Piano di pronto intervento nazionale per la difesa da inquinamenti da idrocarburi e di altre sostanze nocive causati da incidenti marini"*) e del decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 34 del 29 gennaio 2013 (*"Piano operativo di pronto intervento per la difesa del mare e delle zone costiere dagli inquinamenti accidentali da idrocarburi e da altre sostanze nocive"*);
- l'individuazione e/o revisione delle c.d. "zone di sicurezza" intorno alle piattaforme - stabilite con ordinanza dell'Autorità marittima -, unitamente alla verifica del rispetto delle relative prescrizioni di sicurezza della navigazione e al monitoraggio delle unità navali autorizzate alla prospezione e ricerca, anche attraverso l'impiego del sistema VTMS (*Vessel Traffic Monitoring and Information System*) di controllo del traffico marittimo realizzato e gestito dal Corpo delle Capitanerie di porto quale *National Competent Authority*;
- l'interscambio informativo tra le due Amministrazioni, con il coinvolgimento anche del personale delle società concessionarie che gestiscono le piattaforme offshore nonché degli altri soggetti istituzionali interessati, a diverso titolo, in materia di sicurezza, anche ambientale, delle attività

- estrattive, così da delineare congiuntamente procedure operative rapportate al tipo di intervento e supportate da strumentazione innovativa sempre più efficace;
- forme di sostegno alle attività di studio e formazione del rispettivo personale per un incremento di conoscenza tecnica, generalmente orientata alla prevenzione antincendio ed antinfortunistica.



CP 301 e AGUSTA WESTLAND AW139 (Foto della Capitaneria di porto – Guardia costiera)

Il protocollo d'intesa, acquisita efficacia esecutiva il 31 ottobre 2014 in virtù di registrazione intervenuta su visto di regolarità della Corte dei Conti, ha visto nel mese di novembre l'avvio dell'attività operativa di vigilanza e controllo delle aree di insidenza degli piattaforme offshore, attraverso la pianificazione capillare di missioni aereonavali, prediligendo all'attualità il versante adriatico ove si registra la maggiore concentrazione degli impianti, ma con previsione di copertura di tutte le zone marittime interessate.

E' stata, altresì, da ultimo individuata – con atto suppletivo siglato in data 23 dicembre 2014 e registrato il 16 gennaio 2015 – una nuova motovedetta d'altura classe 300 da dedicare ai controlli di specie ed, in particolare, quale "laboratorio mobile" per il campionamento e le analisi da effettuarsi a cura dei tecnici della DGRME nell'ambito delle proprie attività ispettive, così improntando l'assolvimento dei compiti d'istituto a sempre maggiore efficienza orientata verso l'incremento della sicurezza delle operazioni, a beneficio ultimo dell'ambiente e della collettività indistinta. E ciò come ulteriore concretizzazione di quella gestione sinergica, quanto virtuosa, che è essenza stessa dell'accordo.



CP 277 (Foto della Capitaneria di porto – Guardia costiera)

CENNI DI GEOLOGIA DELL'OFFSHORE ITALIANO

L'Italia vista dallo spazio è una nazione blu, poiché il mare costituisce il 64% del nostro territorio. L'interesse per la geologia dei mari italiani ha anche importanti ricadute applicative ed economiche al di là della comprensione della natura e dei processi attualmente in atto sui fondali, anche se va ricordato come la conoscenza scientifica sia già di per sé una forma di investimento economico a lungo termine.

I mari italiani ospitano, infatti, rilevanti risorse energetiche, sia per quanto riguarda lo sfruttamento attuale dei combustibili fossili sia per le future risorse rinnovabili. Studi di fattibilità per campi eolici offshore sono stati condotti in Puglia e nel Canale di Sicilia, turbine per sfruttare le correnti marine profonde sono state ipotizzate nello stretto di Messina e nel Tirreno, così come si riflette sullo sfruttamento dell'energia geotermica in mare.

Per quel che riguarda potenziali giacimenti metalliferi, sono stati condotti studi per lo sfruttamento di depositi a solfuri prodotti dall'attività idrotermale sul vulcano sottomarino Palinuro e per la ricerca di placers di sabbie ferrifere in Calabria, Sardegna e Toscana. Tuttavia l'unica risorsa minerale che è ad oggi sfruttata sono gli inerti marini, ossia sabbie e ghiaie relitte che vengono dragate dai fondali e utilizzate per il ripascimento di litorali in erosione.

La geologia genera anche "risorse" importanti in termini di biodiversità, con hotspot biologici rappresentati dai canyon sottomarini, dalle emissioni di fluidi (sia "freddi" di metano, sia "caldi" vulcanici), dalle montagne sottomarine (seamount), da brine e bacini anossici ultra-profondi presenti nel Mediterraneo orientale subito fuori dalle acque italiane.

Il mare è anche un archivio prezioso dei cambiamenti ambientali a lungo termine. In un'epoca in cui i "global change" sono ormai un'istanza sociale più che un argomento di ricerca scientifica, il lento accumularsi di particelle sui fondali registra i caratteri geochimici, sedimentologici, petrografici, microfaunistici che possono essere usati per discriminare tra cambiamenti indotti dalle attività umane e variabilità o processi naturali a lungo termine, ben al di là di quanto ricostruibile con le misure strumentali storiche. Cambiamenti nelle comunità di microorganismi marini o di pollini permettono di ricostruire alternanze di fasi climatiche umide ed aride negli ultimi millenni, evidenze di deforestazione hanno lasciato traccia nei tassi di sedimentazione deltizi e di avanzamento delle linee di riva, la frequenza e l'intensità di tempeste eccezionali possono essere ricostruite da livelli sabbiosi intercalati nelle argille sulla piattaforma continentale.

Gli avanzamenti scientifici nel campo della geologia marina, come nella maggior parte delle scienze del mare, sono strettamente legati allo sviluppo tecnologico. Da questo punto di vista gli ultimi decenni hanno aperto una nuova era nella geologia marina con la messa a punto degli ecoscandagli multi-fascio che permettono una ricostruzione accuratissima dei fondali, dei veicoli autonomi lanciati dalla superficie e in grado di acquisire dati molto dettagliati in prossimità del fondo anche dei più grandi abissi oceanici, di osservatori mobili o permanenti a fondo mare per il monitoraggio ambientale prolungato.

L'ultimo vantaggio che la geologia marina offre quindi alla società è di essere una palestra in cui sviluppare tecnologie di punta, fatto compensato dal dato che la tecnologia restituisce agli scienziati e quindi alla società ovvero occhi sempre nuovi con i quali osservare sempre più e sempre meglio le oscurità dei fondali marini.

(Estratto da "Geologia per l'Italia", AA.VV. - Società geologica Italiana, 2014)

Introduzione del Prof. Carlo Doglioni

Ordinario di geologia presso il Dipartimento di Scienze della Terra (DST)
della "Sapienza Università di Roma"

CARATTERI GEOLOGICI E GEODINAMICI

Le potenzialità di riserve di idrocarburi nei mari italiani discendono dalla storia geologica di questa parte del Mediterraneo centrale. Il Mediterraneo è divisibile in due parti: dalla Spagna fino alla costa italiana tirrenica si è aperto negli ultimi 35 milioni di anni, ringiovanendosi da ovest ad est; tutto il Mediterraneo occidentale è quello che si chiama bacino di retroarco della subduzione appenninica che, nel medesimo periodo dall'Oligocene ad oggi, è arretrata verso oriente. Il Mediterraneo orientale, dal levante allo Ionio, il Canale di Sicilia e il Mare Adriatico è invece costituito da bacini più antichi, iniziatisi a formare nel Mesozoico rappresentando la registrazione fossile del mare tetideo mesozoico e costituito per lo più da piattaforme carbonatiche (tipo bahamiano) e bacini marini profondi interposti.

Notoriamente, olio o gas sono il prodotto di sostanza organica che, accumulatasi sul fondo di un bacino sedimentario marino (roccia madre o source rock), viene sepolta e portata in profondità dove, ad una temperatura compresa tra gli 80 e i 150°C (finestra d'olio) e tra i 70-230°C (finestra del gas) può generare idrocarburi. Una volta trasformatasi in idrocarburi fluidi, questi migrano verso l'alto posizionandosi in livelli permeabili (serbatoio o reservoir) che a loro volta sono ricoperti da rocce impermeabili (sigillo o seal) e che, insieme, costituiscono la trappola per il giacimento.

Nei mari italiani, molte delle rocce madri sono di età mesozoica (245-66 milioni di anni). Il serbatoio di idrocarburi può essere sia in rocce mesozoiche che più recenti cenozoiche e può essere dovuto a porosità primaria (vacuità interconnessa legata ad una tessitura originale della roccia sedimentaria), oppure ad una porosità secondaria (fratturazione delle rocce dovuta a processi tettonici). Il flusso di calore dei mari italiani determina dunque la possibilità o meno che una data roccia madre attraversi la finestra d'olio e non la superi: una temperatura troppo bassa o troppo alta inibisce la catagenesi, cioè la trasformazione di sostanza organica in idrocarburi. L'Italia e i suoi mari sono a cavallo tra il bacino di retroarco, il prisma di accrezione e l'avampaese associati alla subduzione della litosfera adriatica sotto l'Appennino.

La Sardegna e i suoi mari fino alla dorsale appenninica si trovano nella zona estensionale di retroarco; lungo la dorsale appenninica e la parte occidentale del mare Adriatico è invece posizionato il prisma di accrezione, mentre la rimanente parte dell'Adriatico centrale, inclusa la Puglia, rappresentano l'avampaese della subduzione dove è preservato il margine continentale passivo tetideo.

Sul lato orientale del Mare Adriatico, la catena dinarica associata alla subduzione omonima hanno deformato le piattaforme carbonatiche e i relativi bacini dello stesso margine continentale mesozoico tetideo. I giacimenti noti nei mari italiani sono primariamente concentrati o lungo la catena e relativo prisma di accrezione, oppure nell'avampaese della placca adriatica (Pianura Padana e Mare Adriatico).

Il lato tirrenico si è dimostrato per il momento poco fruttuoso per l'esplorazione, probabilmente sia per le temperature superiori alla finestra d'olio che hanno attraversato la serie sedimentaria sia per l'intensa attività tettonica (deformazione compressiva del prisma di accrezione e successiva estensione di retroarco) che ha impedito la costruzione di trappole (play) adeguati. Tuttavia, il lato più distale del bacino di retroarco, come per esempio il Mare Provenzale (30-15 milioni di anni) che non è stato attraversato dall'onda compressiva del prisma e in cui si sono sviluppati due margini continentali coniugati per il budinaggio della litosfera continentale durante il rifting, le temperature raggiunte sono state inferiori a quelle del lato tirrenico della catena appenninica dove l'astenosfera (>1300°C) è risalita a 30-40 km di profondità. Tuttavia, sotto la strutturazione del margine continentale sardo occidentale è da attendersi la presenza di un mosaico strutturale imputabile alla precedente formazione della catena pirenaica (età cretaceo-eocenica, 100-40 milioni di anni).

In sostanza, per la loro storia geologica e termica, i mari italiani, in particolare l'Adriatico, il canale di Sicilia e i margini continentali sardi hanno ancora delle potenzialità esplorative significative.

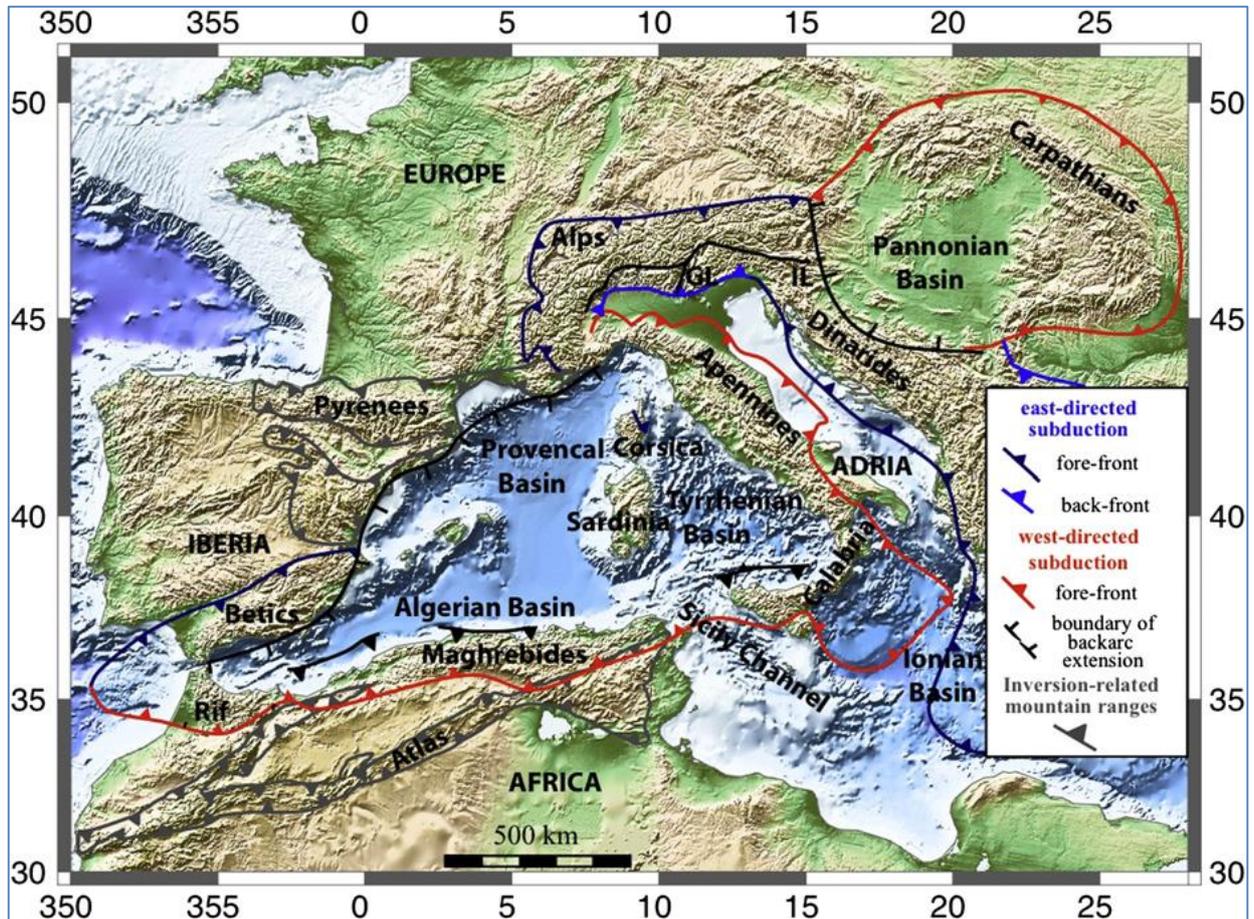


Fig. 1. L'attuale morfologia del Mediterraneo e distribuzione dei fronti delle zone di subduzione che gradualmente hanno consumato i margini continentali passivi della Tetide mesozoica, ancora preservati nel Mediterraneo orientale e mari Adriatico e Ionio. Il Mediterraneo occidentale è invece il bacino di retroarco della subduzione Appenninica, sviluppatosi da circa 35 milioni di anni.
(da Carminati et al., 2012, *Tectonophysics*).

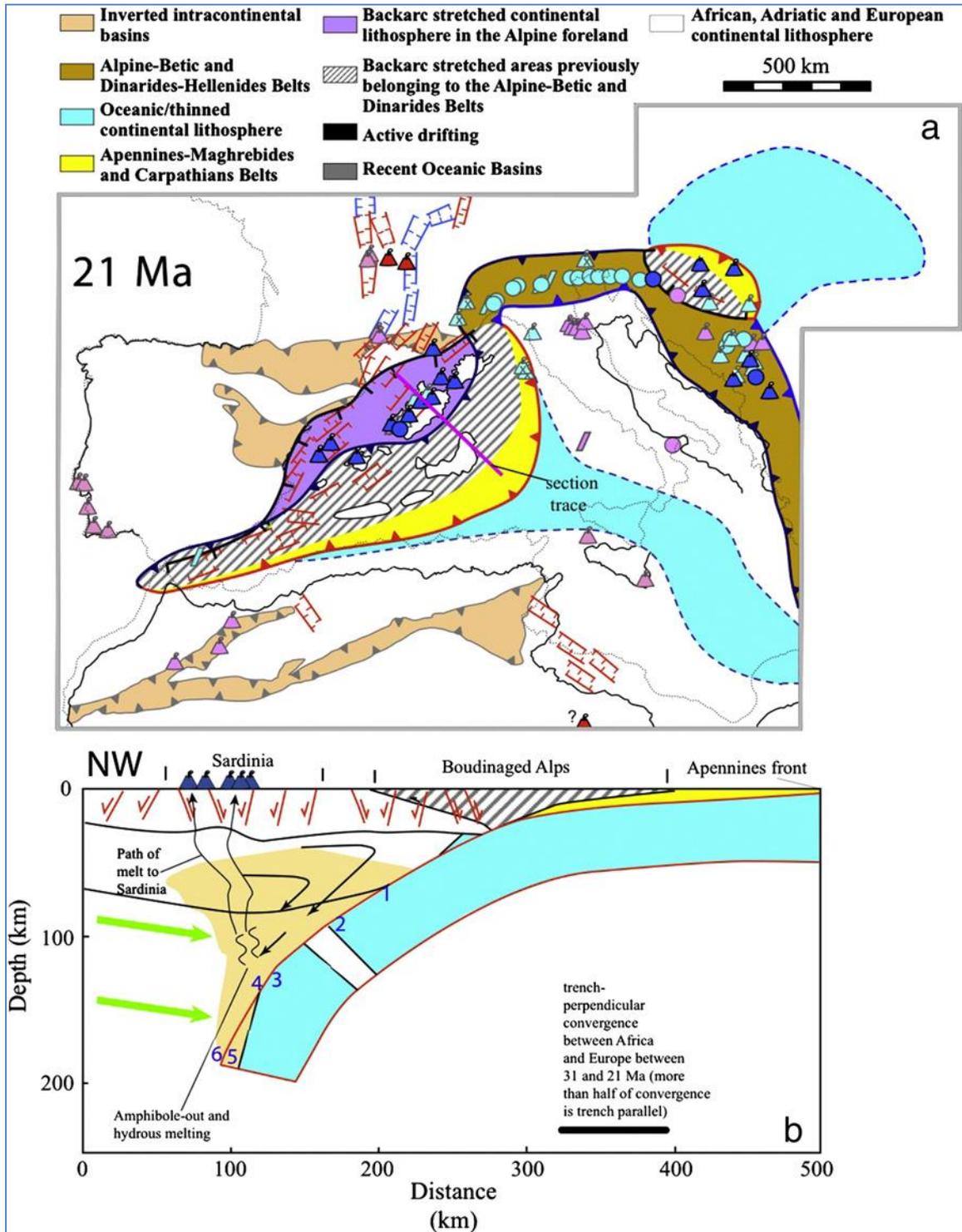


Fig. 2. Ricostruzione della paleotettonica nel Mediterraneo 21 milioni di anni fa (da Carminati et al., 2012, Tectonophysics).

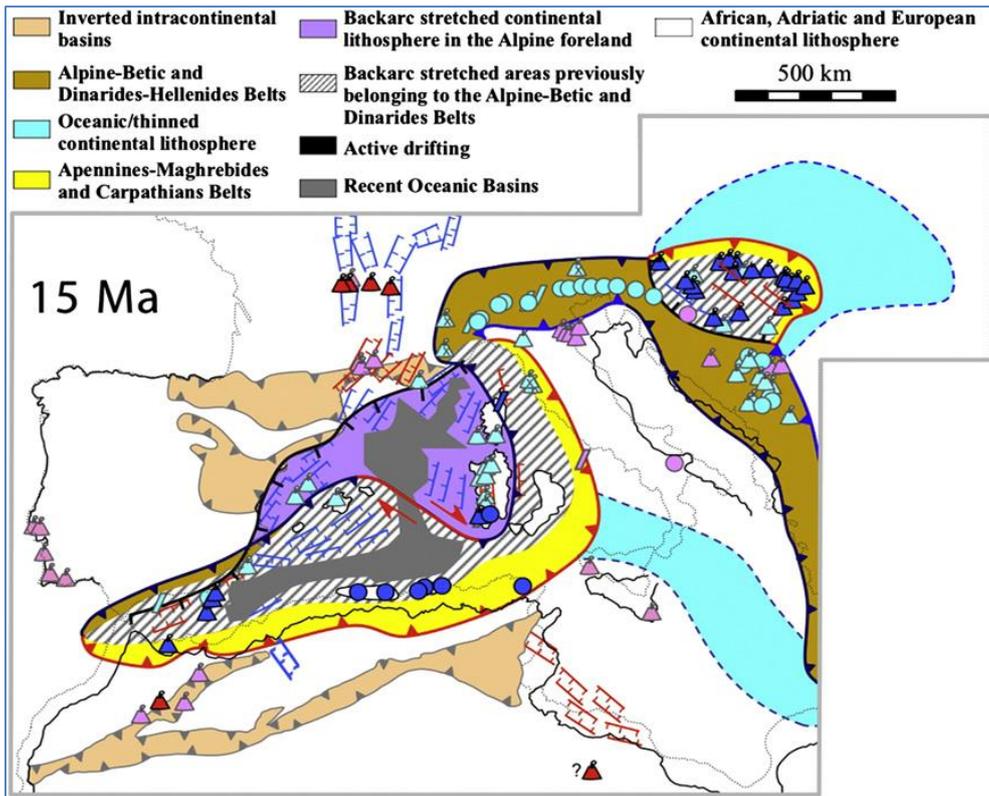


Fig. 3. Ricostruzione della paleotettonica nel Mediterraneo 15 milioni di anni fa (da Carminati et al., 2012, *Tectonophysics*).

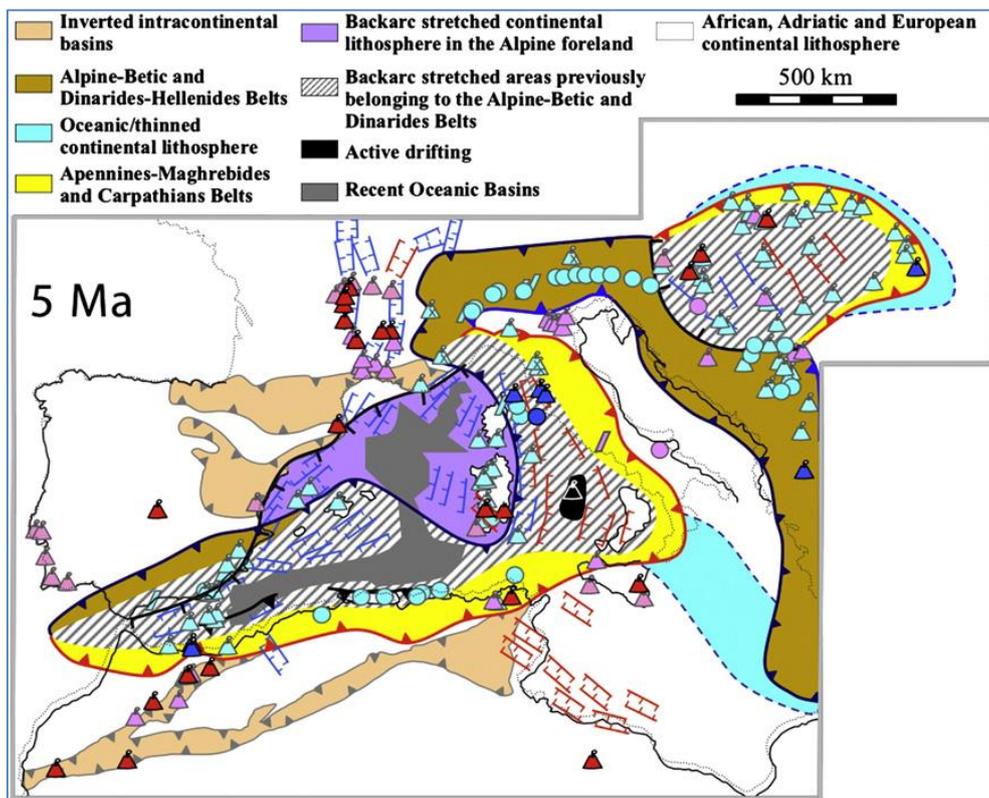


Fig. 4. Ricostruzione della paleotettonica nel Mediterraneo 5 milioni di anni fa (da Carminati et al., 2012, *Tectonophysics*).

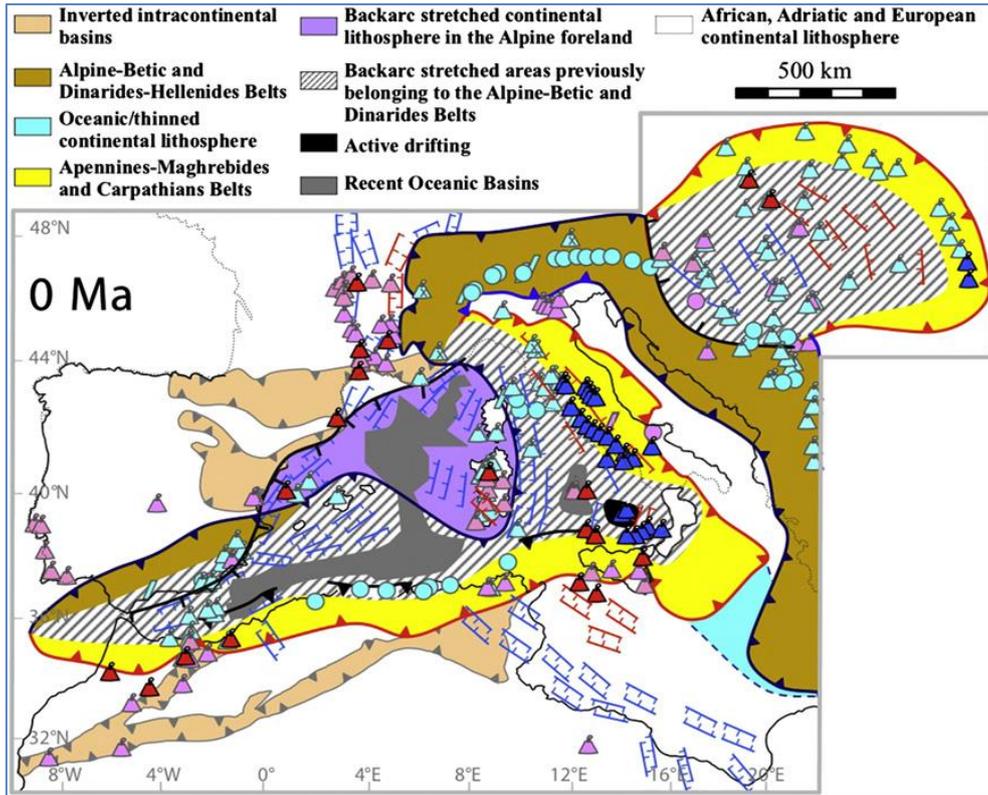


Fig. 5. Principali lineamenti strutturali della geologia mediterranea attuale (da Carminati et al., 2012, *Tectonophysics*).

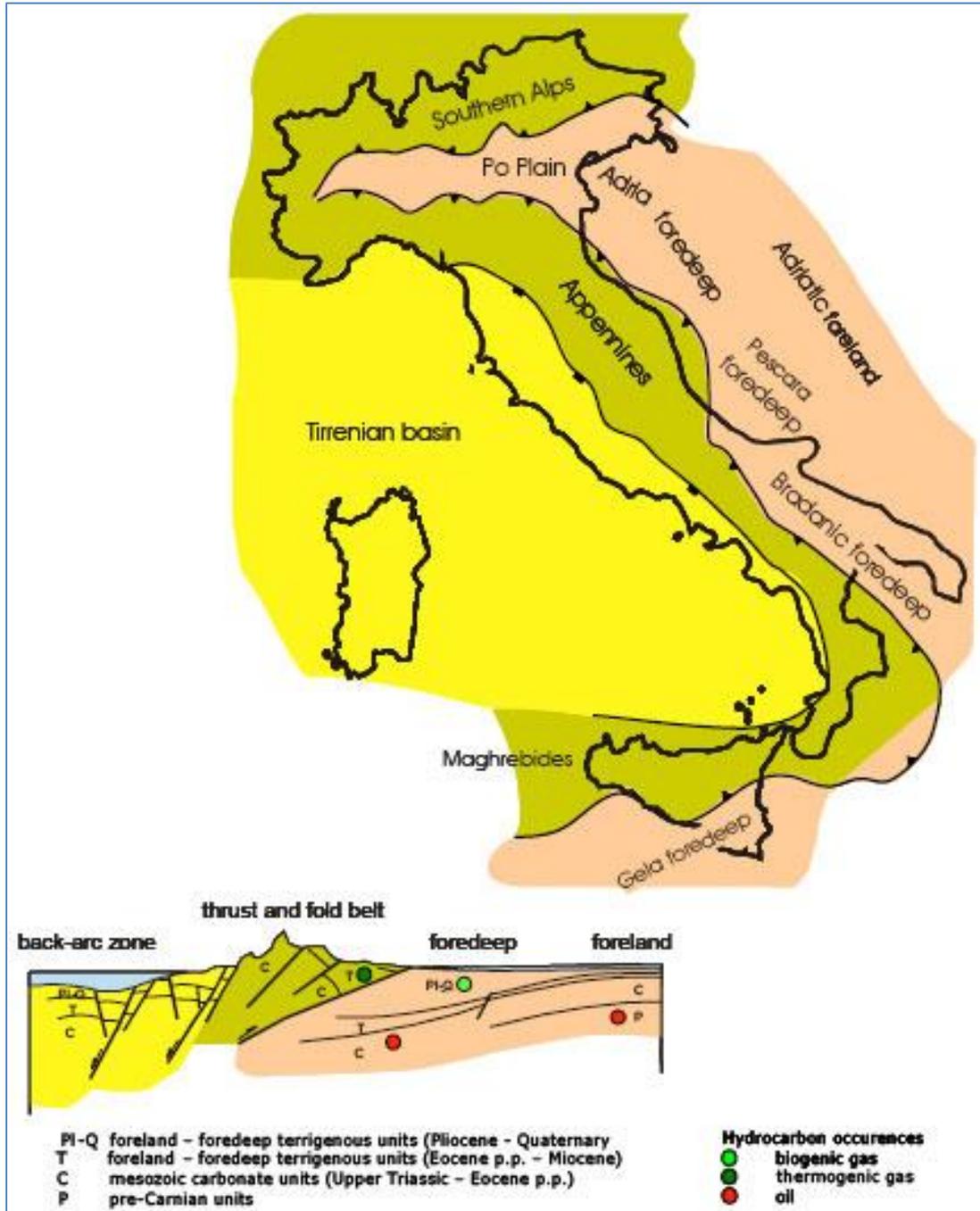


Fig. 6. Principali ambiti strutturali di presenza di idrocarburi nell'areale italiano (AAPG European Region Newsletter, 2008, vol. 3, <https://www2.aapg.org/europe/newsletters/2008/06jun/italy3.cfm>)

I MAGGIORI GIACIMENTI OFFSHORE

I profili sismici, le anomalie gravimetriche, la subsidenza e gli episodi tettonici, i dati dei pozzi esplorativi sono stati utilizzati per studiare in dettaglio e descrivere la stratigrafia e l'evoluzione dei mari italiani.

La storia deformazionale in particolare è di grande importanza nella generazione e nell'accumulo di idrocarburi: circa tre quarti del gas italiano è di tipo biogenico e legato alle serie plioceniche di avanfossa, la maggior parte del gas termogenico è invece probabilmente legato alle serie mioceniche flyschoidi e in molti accumuli di olio la roccia madre entra nella finestra di maturazione durante le fasi di subsidenza e deformazione.

Analizzando in particolare i petroleum exploration plays italiani, in relazione anche alla loro storia deformazionale e alla loro evoluzione sedimentaria, è possibile descrivere quelli di maggiore interesse in ambito offshore.

Nel margine esterno calabrese si riconosce un bacino terrigeno, che si estende sia verso la terraferma che in offshore lungo tutte le coste ioniche della Calabria, il quale ha subito in diversi periodi degli episodi tettonici, trasgressivi ed erosivi piuttosto complessi. In particolare il campo di LUNA, che costituisce un vasto giacimento di gas secondo solo a quelli della Pianura Padana e dell'Adriatico settentrionale, risulta produttivo da diversi pool il più importante dei quali è quello riconducibile alla presenza di gas termogenico, con una roccia madre probabilmente di età terziaria, migrato e poi intrappolato al top di un thrust fold con una copertura costituita da marne e argille.

Nel canale di Sicilia alcuni campi produttivi ad olio come quello di NILDE si trovano lungo la parte più interna dell'avanfossa e producono, in particolare, da calcari bioclastici carsificati di età miocenica. La roccia madre è riconducibile al Mesozoico.

Nell'Adriatico centrale molti campi di medie dimensioni (SARAGO MARE, EMILIO, SAN GIORGIO MARE, DAVID) risultano produttivi ad olio e gas da alcuni livelli calcarei fratturati di età compresa tra il Cretacico e il Paleocene e intercalati ad argilliti pelagiche. I livelli calcarei vengono interpretati come provenienti da bordi instabili di ambiente intra – pelagico che successivamente sono stati erosi.

Nel Pliocene inferiore è iniziata una importante fase orogenica che ha interessato in particolare l'Appennino centro – settentrionale generando una nuova ed ampia avanfossa ed originando un nuovo assetto strutturale e fisiografico di alcuni bacini. Il più importante di essi è di gran lunga quello che comprende ad esempio i giacimenti di AGOSTINO, PORTO GARIBALDI e SQUALO CENTRALE. Essi contengono gas biogenico accumulatosi in alcuni livelli di sabbie torbiditiche deformati e piegati.

Durante il Pleistocene, a causa di un abbassamento del livello marino arealmente diffuso, si depositarono grandi quantità di sabbie ed argille nei bacini quaternari. Nell'Adriatico settentrionale in questi livelli sabbiosi sono stati rinvenuti molti ed ingenti pool di gas biogenico, alcuni dei quali anche di grandi dimensioni come quelli di BARBARA, ADA E BONACCIA, in trappole strutturali di tipo anticlinale.

Esistono comunque alcuni importanti sistemi petroliferi che nella loro formazione ed evoluzione non risentono in modo prevalente di fenomeni legati a forti deformazioni.

Tra di essi vanno certamente citati i giacimenti di VEGA, PREZIOSO E PERLA in cui la formazione Inici, costituita essenzialmente da calcari grigio-biancastri spesso fortemente dolomitizzati (equivalente alla formazione Siracusa del settore Ibleo), produce olio pesante e ricco di zolfo; si ritiene che la roccia madre sia costituita da calcari e da scisti della formazione Streppenosa.

Tra l'inizio del nuovo secolo e la fine del primo decennio vengono scoperti i giacimenti a gas di PANDA, quelli di ARGO e CASSIOPEA che rappresentano l'ampio progetto "Offshore Ibleo" per lo sviluppo integrato dei tre campi. Dal punto di vista geologico, l'area ricade nel settore centro orientale del bacino di avanfossa plio-pleistocenico, che si estende sia nell'offshore del canale di Sicilia sia nell'onshore da Gela fino a Catania. Il substrato del bacino è costituito dalle serie stratigrafiche messiniane e pre-messiniane. L'obiettivo minerario principale nell'area è il tema a gas biogenico nelle sequenze stratigrafiche clastiche del Pleistocene; l'interesse minerario è dato dai livelli porosi e dai livelli sottili presenti nelle sequenze sedimentarie plio-pleistoceniche.

Nella parte più settentrionale della piattaforma apula si localizza il grande giacimento di ROSPO MARE. In quest'area la piattaforma apula è costituita stratigraficamente da una alternanza di dolomie e anidriti di età tardo triassica, forti spessori di dolomie giurassiche, tipiche di un ambiente di piattaforma interna, e da argille e argilliti bioclastiche del Cretacico inferiore. La sismica ed i profili dei pozzi mostrano che questa serie cambia facies lateralmente verso serie argillitiche ben stratificate tipiche di acque profonde ed ambiente euxinico; durante il Cretacico superiore si è certamente verificato un evento di emersione della piattaforma che è stata quindi erosa mentre la sedimentazione proseguiva nelle aree sommerse. Un'ampia area di alto topografico fu così occupata da olio pesante ricco anch'esso di zolfo, sovrastata da una roccia di copertura costituita da anidriti messiniane e marne plioceniche. La roccia madre, a tutt'oggi discussa dagli studiosi, è riconosciuta nella formazione di Burano o nei calcari della formazione Emma.

Nel giacimento profondo di AQUILA si riconosce una serie stratigrafica composta principalmente da una spessa sequenza di sabbie, argille e marne di ambiente pelagico e di età compresa tra il Pleistocene e l'Oligocene, da alternanza di argilliti, peliti e marne di età compresa tra il Paleocene e il Cretacico superiore, da argille di mare profondo di età giurassica e da dolomie alternate a calcareniti del Giurassico inferiore. L'olio occupa uno spessore di circa 130 metri nella serie calcarea pelagica fratturata. La struttura è probabilmente costituita da un'anticlinale parzialmente scivolata durante i fenomeni di fagliazione del margine di piattaforma.

LE TAPPE PIÙ SIGNIFICATIVE DELLA RICERCA DI IDROCARBURI NEI MARI ITALIANI

Nonostante la complessità geologica l'Italia ha incominciato a interessarsi alla ricerca di idrocarburi in mare sin dagli anni cinquanta, quando le ricerche di gas effettuate dall'AGIP, espandendosi a sud della Pianura Padana, arrivarono a Ravenna dove nel 1953, ancora a terra però, si ottenne il primo grande successo con la scoperta del giacimento di gas omonimo.

C'erano però tutte le premesse perché i ricchi giacimenti di gas scoperti nella Pianura Padana proseguissero nell'offshore adriatico; in quegli anni si stavano sviluppando le tecnologie per ricercare, perforare e produrre in offshore.

La ragionevole certezza che l'Adriatico fosse una ricca provincia a gas spinse l'AGIP ad effettuare il primo rilievo sismico marino in Italia alla metà degli anni Cinquanta. Contemporaneamente fu fatto un altro rilievo sismico nell'offshore di Gela per studiare e verificare l'estensione in mare dell'omonimo giacimento petrolifero scoperto a terra nel 1957.

Nel 1959 fu così perforato il pozzo Gela 21, produttivo ad olio, che è riconosciuto come il primo pozzo offshore perforato nell'Europa Occidentale. Seguì subito dopo il pozzo Ravenna Mare 1 in Adriatico.

Altre numerose e importanti scoperte di gas furono fatte nell'Adriatico ravennate, in particolare Ravenna Mare sud, Cervia Mare, Porto Garibaldi, Porto Corsini e nell'Adriatico centrale il giacimento di S. Stefano Mare.

Nell'offshore calabrese, tra la fine degli anni '60 e i primi anni '70 fu scoperto il giacimento a gas di Luna, nelle acque di Crotona.

Sempre in Adriatico centrale a metà degli anni '70 avvenne la scoperta del giacimento di Rospo Mare e nel 1982 fu perforato orizzontalmente il pozzo Rospo Mare 6dir.

Nei primi anni '90 fu eseguito dall'Agip il primo pozzo in acque profonde oltre 800 metri scoprendo il giacimento a olio di Aquila, al largo delle coste pugliesi.

Nella zona marina C tra il 1970 e il 1980 vennero scoperti i giacimenti di Nilde, Mila, Perla e Vega.

Agli inizi degli anni 2000 si riferiscono infine le scoperte dei giacimenti di Panda, Argo e Cassiopea.

Attualmente anche a seguito dell'apertura e dell'estensione di alcune aree marine (*Decreto Ministeriale 9 Agosto 2013 - Rimodulazione delle zone marine e apertura di una nuova zona nel mare Balearico e di Sardegna*) si studiano le acque profonde e molto profonde, oltre i 1.000 metri, sia nel mare Ionio sia nel canale di Sicilia ma anche nella zona ad est della Sardegna, nel mare Balearico, contigua ad aree di prospezione e ricerca di idrocarburi spagnole e francesi, dove sussistono prospettive di grande interesse petrolifero. In quest'ultima zona, in particolare, l'interesse minerario è focalizzato soprattutto nei livelli continentali dell'offshore Sardo, sia pre che post sali messiniani, nel sistema a horst e graben associato all'apertura oligo-miocenica del bacino, oltre a possibili accumuli di idrocarburi nei sedimenti plio-quadernari prossimali e distali, cioè negli accumuli torbiditici relativi alla fase di post rift posizionati alla base della scarpata continentale.

PIATTAFORMA CONTINENTALE ITALIANA

Introduzione della Prof.ssa Ida Caracciolo

Ordinario di diritto internazionale nella Seconda Università degli Studi di Napoli

L'estrazione sistemica e su scala industriale degli idrocarburi dai fondali marini vanta una storia oramai quarantennale. E' infatti negli anni '70 che vengono avviate le prime perforazioni petrolifere in mare, sotto la spinta, da un canto, degli Stati occidentali, interessati a ridurre la propria dipendenza energetica dal Golfo Persico e, dall'altro, dello sviluppo tecnologico. Se all'inizio la perforazione era fattibile solo in siti profondi non più di 200 m., già all'inizio degli anni '80 era stata raggiunta la ben maggiore profondità di 1.500 m. e circa 200 giacimenti erano stati scoperti un po' ovunque in oceani e mari.

Da allora molta strada è stata percorsa se si pensa che oggi le strutture offshore possono raggiungere una profondità anche di 3.600 m. e che per lo meno un terzo del petrolio consumato nel mondo proviene da giacimenti offshore. E ancora molta strada sarà percorsa in futuro, considerato il potenziale di petrolio e gas naturale racchiuso nel sottosuolo marino e gli ipotizzabili ulteriori progressi della tecnologia estrattiva offshore. Si stima d'altronde che l'intero bacino sottomarino del terziario inferiore contenga un totale di circa 15 milioni di barili di petrolio.

Se, alla luce di quanto sopra, l'estrazione di petrolio e di gas naturale in mare è destinata ad incrementarsi quantitativamente e a interessare fondali marini progressivamente più profondi, diventa necessario che essa avvenga secondo tecniche e metodi che garantiscano gli altri usi del mare e soprattutto la tutela dell'ambiente marino. E' infatti ben noto che l'industria degli idrocarburi offshore ha un forte impatto sull'ecosistema marino e presenta rischi maggiori di inquinamento rispetto all'attività estrattiva in terraferma. Tale impatto è fortemente variabile a seconda del tipo di attività, delle sue dimensioni, della collocazione degli impianti e delle caratteristiche dell'ambiente circostante.

Questa esigenza di favorire lo sviluppo dell'industria estrattiva offshore senza assolutamente trascurare le esigenze ambientali, in un'ottica di sviluppo sostenibile, è da tempo condivisa dalla gran parte degli Stati che hanno regolamentato non solo a livello nazionale, ma anche internazionale, le attività di esplorazione e sfruttamento degli idrocarburi in mare. Anzi, rispetto a queste attività si è avuto un progressivo spostamento della funzione regolamentare dal piano nazionale a quello internazionale. Ciò dipende dalla necessità di una disciplina uniforme, che meglio possa prevenire e contrastare l'inquinamento marino, solitamente a portata transfrontaliera, e che pertanto meglio possa favorire la necessaria cooperazione interstatale.

E' la stessa Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare del 1982, che declina in termini giuridici obiettivi e metodi per la protezione dell'ambiente marino, incluso quello da ricerca ed esplorazione mineraria e di idrocarburi in mare, imponendo agli Stati obblighi sostanziali e procedurali rispetto all'inquinamento marino da attività offshore.

In particolare, agli Stati viene richiesta una duplice azione: a livello interno e a livello internazionale. A livello interno essi devono adottare leggi, regolamenti e misure amministrative al fine della prevenzione, riduzione e controllo dell'inquinamento marino derivante, direttamente o indirettamente, da attività condotte sui fondali marini o da installazioni artificiali e altre strutture analoghe sottoposte alla loro giurisdizione funzionale. Queste norme e queste misure non devono essere meno efficaci delle regole internazionali o delle pratiche e procedure raccomandate a livello internazionale. Quindi, la normativa interna è destinata a essere più stringente via via che la disciplina internazionale convenzionale viene a fissare standard di protezione più elevati. La normativa interna può comunque sempre stabilire standard superiori a quelli internazionali. A livello internazionale, agli Stati viene chiesto di armonizzare le loro rispettive politiche attraverso la conclusione di accordi universali o regionali, o la definizione di pratiche e procedure raccomandate, per prevenire ridurre e controllare l'inquinamento marino derivante da attività di ricerca ed esplorazione mineraria e di idrocarburi offshore.

A quest'ultimo riguardo, mentre sul piano mondiale non si è riusciti ancora a predisporre una normativa uniforme sulla prevenzione e reazione all'inquinamento causato dall'industria estrattiva offshore, né in un'ottica globale, né con un focus su taluni specifici aspetti (ad es. quelli risarcitori), invece, a livello regionale, gli obblighi de contrahendo di cui alla Convenzione del 1982 hanno trovato attuazione, per quanto "a macchia di leopardo".

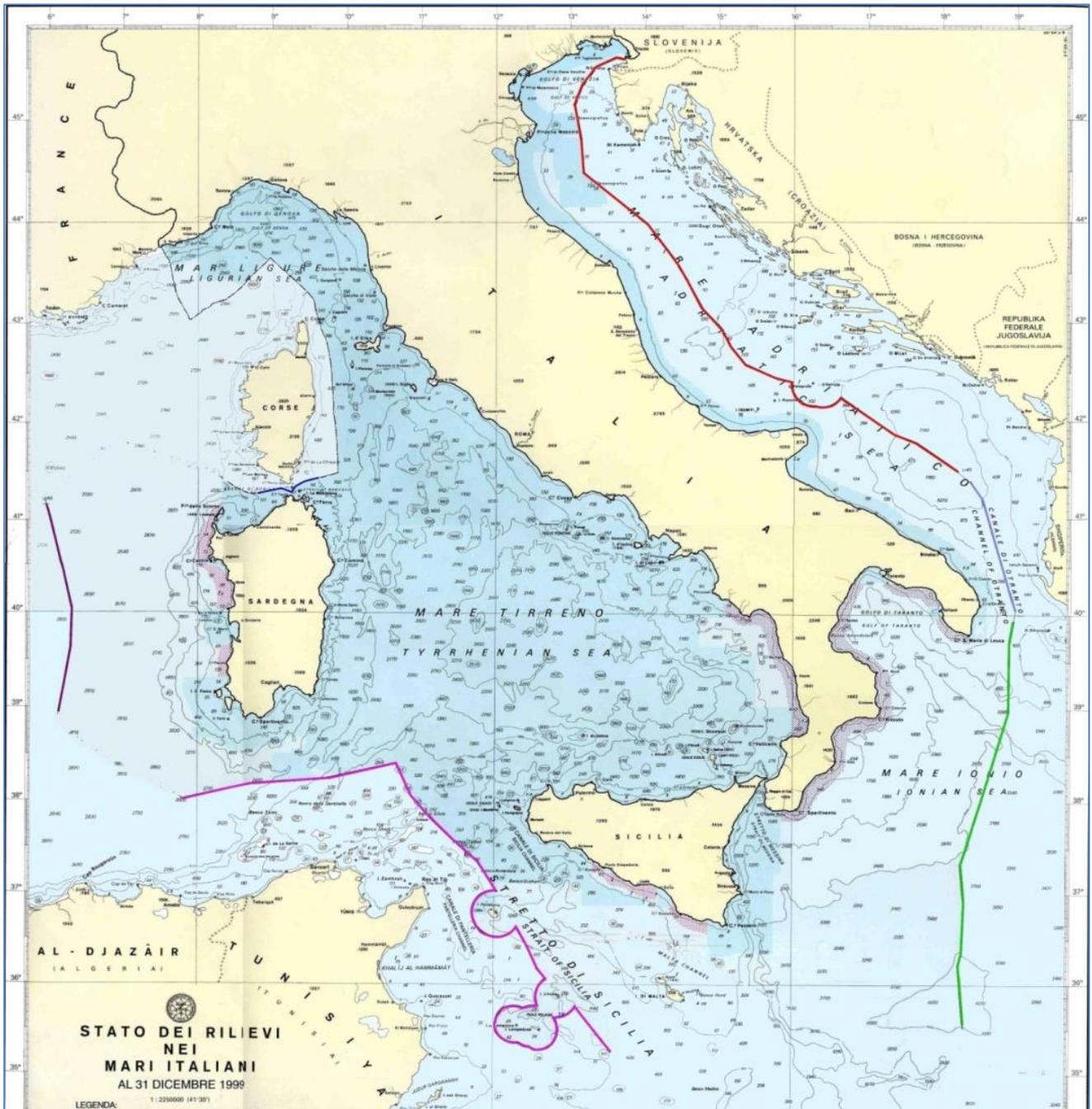
In questo contesto, è paradigmatico il caso del mare Mediterraneo, per l'impegno profuso da tutti i suoi Stati costieri nella cooperazione per la difesa dell'ecosistema marino e costiero, che ha portato ad una disciplina di protezione ambientale particolarmente articolata. Essa si sviluppa a due livelli: da un canto, il sistema convenzionale della Convenzione di Barcellona del 1976, poi modificata nel 1995, e dei

suoi numerosi protocolli settoriali, tra cui il quinto Protocollo per la protezione del mare Mediterraneo dall'inquinamento causato dall'esplorazione e dallo sfruttamento della piattaforma continentale e del fondo e sottosuolo marini del 1994. E, dall'altro, nel diritto derivato dell'Unione europea, vincolante ovviamente solo gli Stati membri dell'Unione, ma non privo di impatto politico sugli Stati costieri del bacino del Mediterraneo non comunitari.

Di talché all'industria estrattiva offshore attiva negli spazi marini mediterranei degli Stati membri dell'Unione europea trovano applicazione sia la disciplina di cui al sistema della Convenzione di Barcellona e dei collegati protocolli, sia l'intero acquis comunitario in materia ambientale e le diverse misure normative ad hoc, tra cui spicca la direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi. Nello specifico, ne discende un livello di tutela molto alto perché, mentre il Protocollo del 1994 copre l'inquinamento operativo, ossia quello che deriva dal normale funzionamento delle strutture offshore - che per quanto non eclatante è comunque dannoso per l'ambiente - la direttiva 2013/30/UE concerne quell'inquinamento accidentale causato da gravi incidenti che si possono verificare durante le attività esplorative ed estrattive di idrocarburi, affrontando il tema dei grandi rischi rispetto alla sicurezza del processo, al contenimento sicuro degli idrocarburi, all'integrità strutturale, alla prevenzione di incendi ed esplosioni, all'evacuazione e soccorso nonché rispetto alla limitazione dell'impatto ambientale a seguito di un incidente grave.

La sfida - parafrasando la Commissione europea - della sicurezza delle attività offshore nel settore degli idrocarburi, sviluppando la "cultura" della sicurezza delle trivellazioni in mare e rafforzando i livelli di prevenzione, attraverso meccanismi di controllo, maggiore trasparenza, migliore vigilanza pubblica e l'elaborazione di normative nazionali ad hoc per l'industria petrolifera in mare vede impegnata in prima linea l'Italia. E la centralità di questa sfida è evidenziata proprio nel presente numero del Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse della Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico che dedica largo spazio al panorama mondiale ed europeo nella sicurezza delle attività offshore e nella tutela dell'ambiente marino e, soprattutto, alla citata direttiva 2013/30/UE.

DEFINIZIONI E NORMATIVA



*Delimitazioni della piattaforma continentale italiana
(Tavola estratta dalla Carta dell'I.I.M. N°1813 "Stato dei rilievi dei mari italiani" - Scala 1:2.250.000)*

PIATTAFORMA CONTINENTALE E PIATTAFORMA CONTINENTALE ITALIANA

La piattaforma continentale di uno stato costiero, secondo i principi della Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare del 1982, comprende il fondo e il sottosuolo delle aree sottomarine che si estendono al di là del proprio mare territoriale attraverso il prolungamento naturale del suo territorio terrestre fino all'orlo esterno del margine continentale, o fino a una distanza di 200 miglia marine dalle linee di base. Il limite esterno della piattaforma continentale non supera comunque la distanza di 350 miglia dalle linee di base. Lo stato costiero esercita sulla piattaforma continentale diritti sovrani allo scopo di esplorarla e sfruttarne le risorse naturali, nessun altro può intraprendere tali attività senza il suo espresso consenso. Per risorse naturali si intendono le risorse minerali e altre risorse non viventi del fondo marino e del sottosuolo. La delimitazione della piattaforma continentale tra stati a coste opposte o adiacenti viene stabilita per accordo sulla base del diritto internazionale.

I principi adottati dall'Italia per la regolamentazione della ricerca ed estrazione degli idrocarburi nella propria piattaforma continentale sono contenuti nella Legge 21 luglio 1967, n. 613, che disciplina le condizioni per il rilascio dei permessi di ricerca in armonia con le relative disposizioni della IV Convenzione di Ginevra del 1958. Successivamente, con Legge 2 dicembre 1994, n. 689, è stata data ratifica ed esecuzione alla Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare fatta a Montego Bay il 10 dicembre 1982.

La definizione di piattaforma continentale, data in origine dall'articolo 1 della Legge 613/1967, è stata quindi sostituita dalla definizione data dall'articolo 76 della Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare precedentemente citata:

“Articolo 76 Definizione della piattaforma continentale

1. La piattaforma continentale di uno Stato costiero comprende il fondo e il sottosuolo delle aree sottomarine che si estendono al di là del suo mare territoriale attraverso il prolungamento naturale del suo territorio terrestre fino all'orlo esterno del margine continentale, o fino a una distanza di 200 miglia marine dalle linee di base dalle quali si misura la larghezza del mare territoriale, nel caso che l'orlo esterno del margine continentale si trovi a una distanza inferiore.

2. La piattaforma continentale di uno Stato costiero non si estende al di là dei limiti previsti dai paragrafi 4, 5 e 6.

3. Il margine continentale comprende il prolungamento sommerso della massa terrestre dello Stato costiero e consiste nel fondo marino e nel sottosuolo della piattaforma, della scarpata e della risalita. Non comprende gli alti fondali oceanici con le loro dorsali oceaniche né il loro sottosuolo.

4. a) Ai fini della presente convenzione, lo Stato costiero definisce l'orlo esterno del margine continentale ogni qualvolta questo si estende oltre 200 miglia marine dalle linee di base dalle quali si misura la larghezza del mare territoriale, mediante:

i) una linea tracciata conformemente al paragrafo 7 in riferimento a punti fissi più esterni, in ciascuno dei quali lo spessore delle rocce sedimentarie sia pari ad almeno l'1 % della distanza più breve tra il punto considerato e il piede della scarpata continentale; oppure

ii) una linea tracciata conformemente al paragrafo 7 in riferimento a punti fissi situati a non più di 60 miglia marine dal piede della scarpata continentale.

b) In assenza di prova contraria, il piede della scarpata continentale coincide con il punto del massimo cambiamento di pendenza alla base della scarpata.

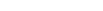
5. I punti fissi che definiscono la linea che indica il limite esterno della piattaforma continentale sul fondo marino, tracciata conformemente al paragrafo 4, lettera a), punti i) e ii), vengono fissati a una distanza non superiore a 350 miglia marine dalle linee di base dalle quali si misura la larghezza del mare territoriale, oppure a una distanza non superiore a 100 miglia marine dall'isobata dei 2.500 metri, che è la linea che collega i punti dove la profondità delle acque è pari a 2.500 metri.

6. Nonostante le disposizioni del paragrafo 5, nelle dorsali sottomarine il limite esterno della piattaforma continentale non supera la distanza di 350 miglia marine dalle linee di base dalle quali si misura la larghezza del mare territoriale. Il presente paragrafo 6 non si applica alle elevazioni sottomarine che sono elementi naturali del margine continentale, quali tavolati, rialzi, duomi, banchi

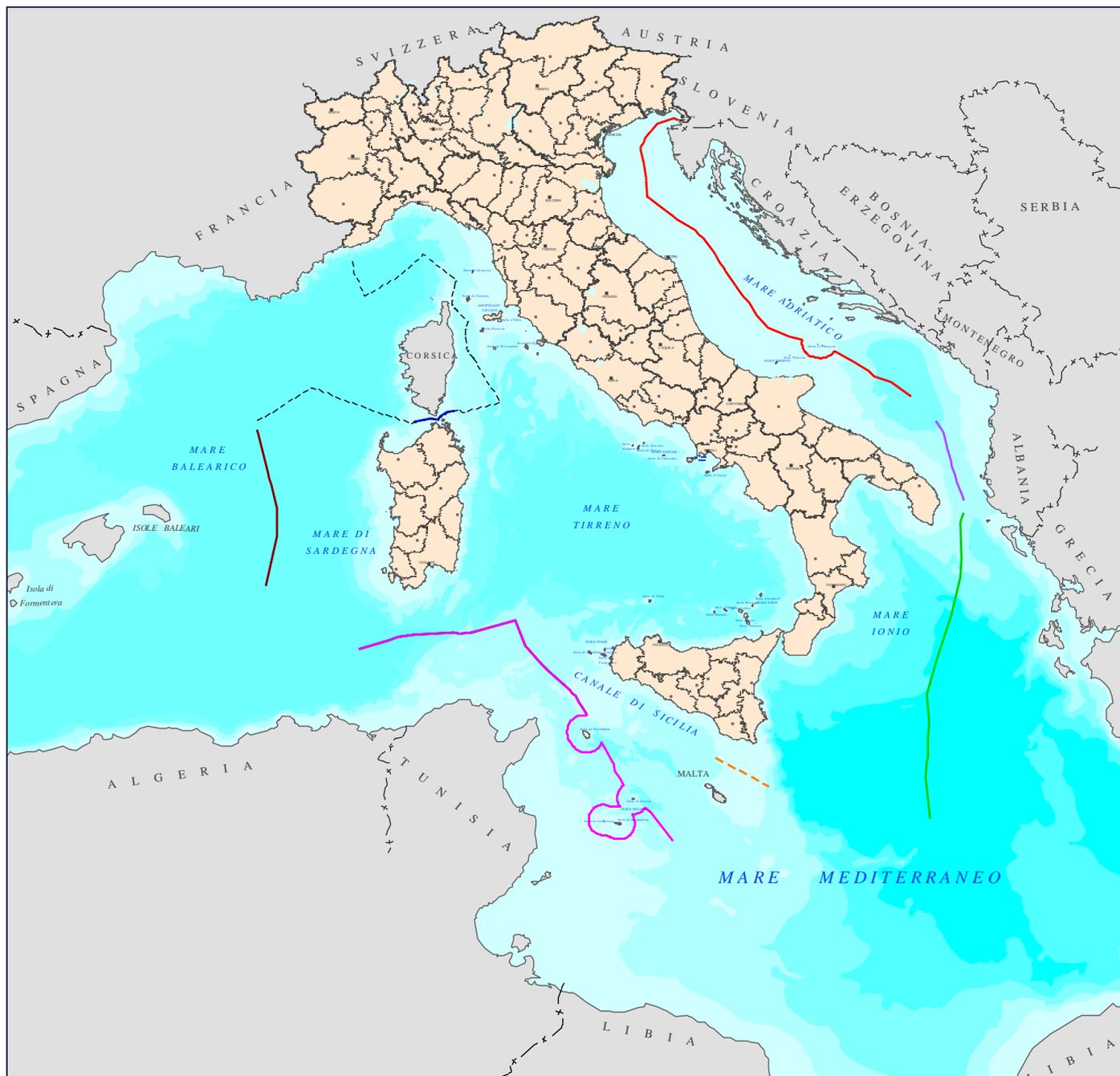
7. Lo Stato costiero definisce il limite esterno della propria piattaforma continentale, quando tale piattaforma si estende al di là di 200 miglia marine dalle linee di base dalle quali si misura la larghezza del mare territoriale, per mezzo di linee diritte di lunghezza non superiore a 60 miglia marine che collegano punti fissi definiti da coordinate in latitudine e longitudine.
8. Lo Stato costiero sottopone alla commissione sui limiti della piattaforma continentale, istituita conformemente all'allegato II, dati e notizie sui limiti della propria piattaforma continentale, quando questa si estende oltre 200 miglia marine dalle linee di base dalle quali si misura la larghezza del mare territoriale, sulla base di una rappresentazione geografica imparziale. La commissione fornisce agli Stati costieri raccomandazioni sulle questioni relative alla determinazione dei limiti esterni della loro piattaforma continentale. I limiti della piattaforma, fissati da uno Stato costiero sulla base di tali raccomandazioni, sono definitivi e vincolanti.
9. Lo Stato costiero deposita presso il segretario generale delle Nazioni Unite le carte nautiche e le informazioni pertinenti, inclusi i dati geodetici che descrivono in modo definitivo il limite esterno della sua piattaforma continentale. Il segretario generale dà adeguata pubblicità a tali documenti.
10. Le disposizioni del presente articolo sono senza pregiudizio per la delimitazione della piattaforma continentale tra Stati con coste opposte o adiacenti.”

TAVOLA DEGLI ACCORDI E DELLE CONVENZIONI STIPULATE DALL'ITALIA CON I PAESI FRONTISTI

In base agli accordi con i seguenti Stati:

- | | | | |
|---|---------|---|---------|
|  | CROAZIA |  | FRANCIA |
|  | ALBANIA |  | SPAGNA |
|  | GRECIA |  | TUNISIA |

E al "Modus vivendi" con Malta 



*Linee di delimitazione della piattaforma continentale italiana
(Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)*

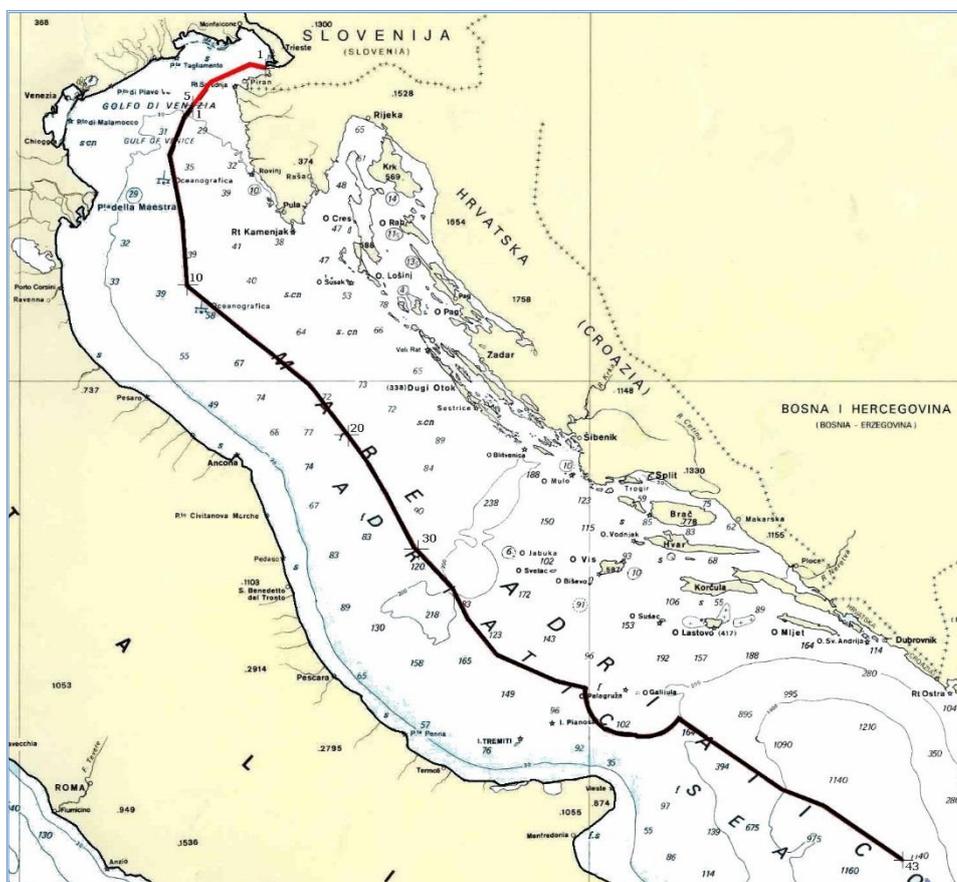
ACCORDI E CONVENZIONI NEL MEDITERRANEO

CROAZIA (EX JUGOSLAVIA) - ACCORDI RATIFICATI CON D.P.R. DEL 22 MAGGIO 1969, N. 830 E CON LEGGE DEL 14 MARZO 1977, N. 73.

Accordo con la Jugoslavia dell'8 gennaio 1968 (ratificato con Decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1969, n. 830 e in vigore dal 21 gennaio 1970): esso segue il criterio della linea mediana tra le coste dei due Paesi, attribuendo un effetto nullo o minimo, nel tracciamento della delimitazione, all'isola jugoslava di Pelagosa e agli isolotti (disabitati) di Pomo e S. Andrea. Scostamenti dal principio di equidistanza sono stati attuati in favore dell'Italia, nel quadro di una compensazione di aree tra le due Parti, tenendo conto dell'effetto delle Isole di Jabuka e Galiola. Successivamente la Legge del 14 marzo 1977, n. 73, di ratifica ed esecuzione del trattato tra la Repubblica italiana e la Repubblica socialista federativa di Jugoslavia ha definito la linea di delimitazione nel golfo di Venezia con la Slovenia. Gli Stati sorti dalla dissoluzione della Repubblica Socialista Federale di Jugoslavia, in base al principio di successione degli accordi bilaterali, sono subentrati negli accordi internazionali siglati con l'Italia.

Nel 2005, con uno scambio di Note Verbali, l'Italia e la Croazia hanno stipulato un'*Intesa tecnica* (Comunicato Ministeriale 30 settembre 2005) che, lasciando inalterato il contenuto dell'Accordo del 1968, per ovviare all'incertezza dei dati cartografici non univoci, ha trasformato in datum WGS 84 le coordinate dei punti da 1 a 42 della linea di delimitazione della piattaforma continentale tracciati sulle carte nautiche italiane ed ex iugoslave allegate all'Accordo del 1968.

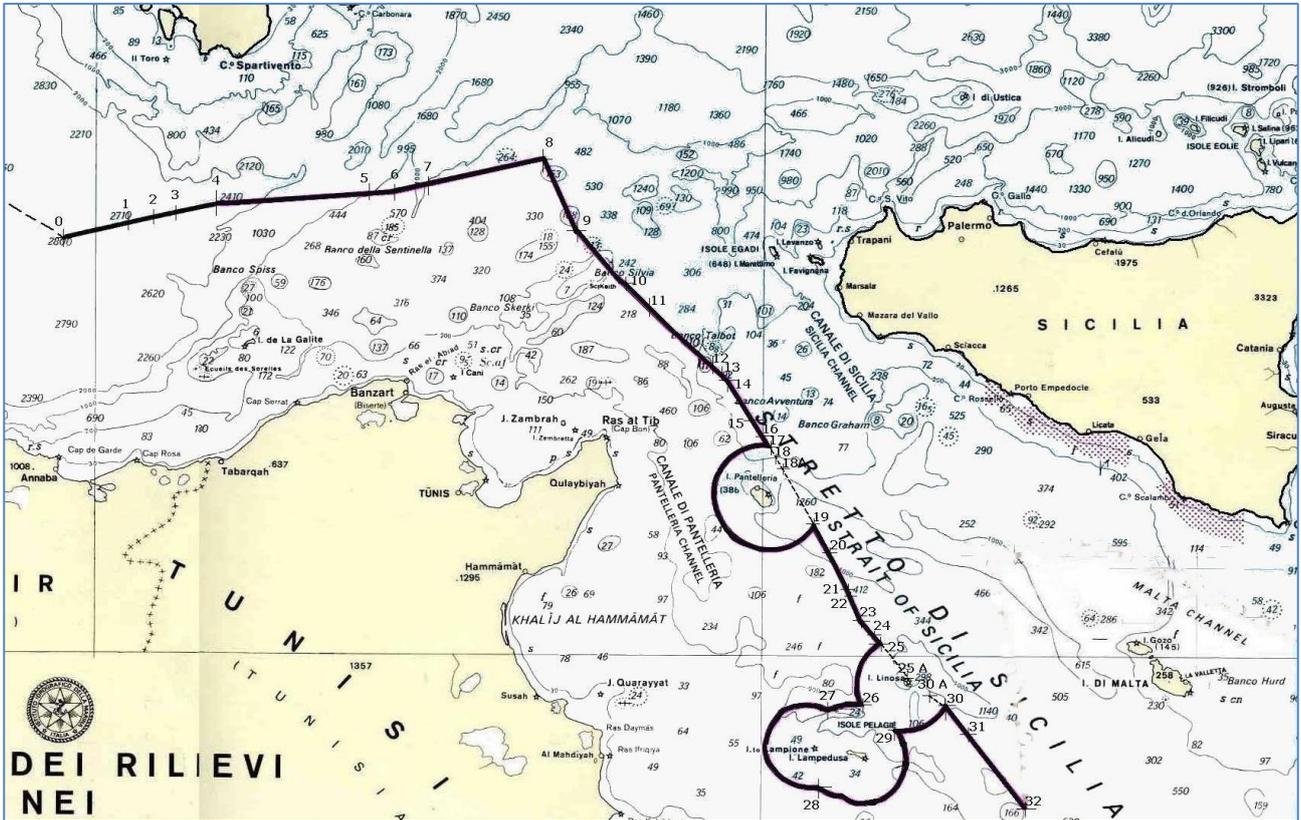
Nel quadro giuridico dell'Accordo tra Italia ed ex Jugoslavia e per garantire lo sfruttamento del giacimento "Annamaria", situato a cavallo tra la piattaforma continentale italiana e quella croata, è stato firmato il Technical Agreement del primo luglio 2009, aggiornato nel gennaio 2013 con il "*Technical Agreement between the Ministry of Economic Development of the Italian Republic (Directorate General for Energy and Mineral Resources) and the Ministry of Economy, Labour and Entrepreneurship of the Republic of Croatia (Directorate for Mining) on the Joint Exploitation of the Annamaria Gas Field in the Adriatic Sea*".



Linea di delimitazione Italia - Croazia
(Tavola estratta dalla Carta dell'I.I.M. N°1813 "Stato dei rilievi dei mari italiani" - Scala 1:2.250.000)

TUNISIA – ACCORDO RATIFICATO CON LEGGE DEL 3 GIUGNO 1978, N. 347.

Accordo con la Tunisia del 28 agosto 1971 (ratificato con Legge 3 giugno 1978, n. 347, in vigore dal 16 dicembre 1978): segue il criterio della linea mediana tra le coste continentali della Tunisia e quelle della Sicilia senza dare alcun valore, ai fini della delimitazione, alle «circostanze speciali» rappresentate dalle isole italiane di Pantelleria, Lampedusa e Linosa e dall'isolotto disabitato di Lampione. La porzione di piattaforma di queste isole è limitata, rispettivamente, ad archi di cerchio di 13 e 12 miglia marine di raggio e coincide quindi, tranne che per il caso di Pantelleria, con l'attuale estensione delle acque territoriali.



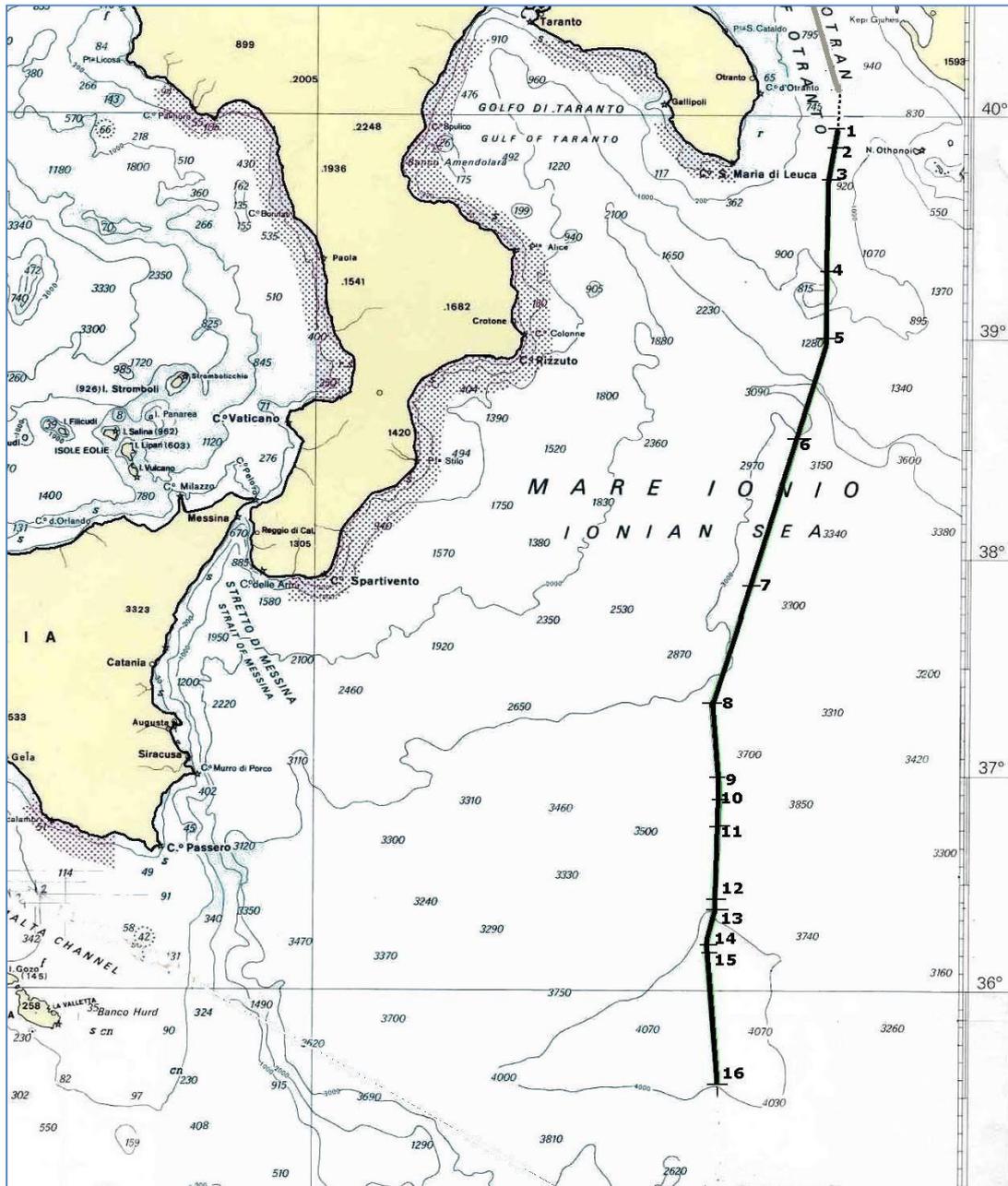
Linea di delimitazione Italia – Tunisia
 (Tavola estratta dalla Carta dell'I.I.M. N°1813 "Stato dei rilievi dei mari italiani" - Scala 1:2.250.000)

GRECIA – ACCORDO RATIFICATO CON LEGGE DEL 23 MARZO 1980, N. 290.

Accordo con la Grecia del 24 maggio 1977 (ratificato con Legge 23 marzo 1980, n. 290, in vigore dal 3 luglio 1980): la delimitazione tiene conto interamente delle isole Strofadi, di Zante, Cefalonia, Leucade e Corfù. Unica eccezione è l'Isola di Fano, cui è attribuito un effetto ridotto.

La Grecia, nel secondo semestre del 2013, ha comunicato al Ministero degli affari esteri italiano di voler dichiarare, come previsto dall'UNCLOS, la propria Zona Economica Esclusiva (ZEE) delimitandola lungo la piattaforma continentale secondo l'accordo del 1977 stipulato con l'Italia.

Si ricorda che i due Paesi, alla data dell'accordo, convennero di rinviare la delimitazione a Nord del punto 1, in mancanza dell'individuazione del punto triplo Italia-Albania-Grecia, e a Sud del punto 16, per la mancanza della definizione del punto triplo Italia-Grecia-Libia.

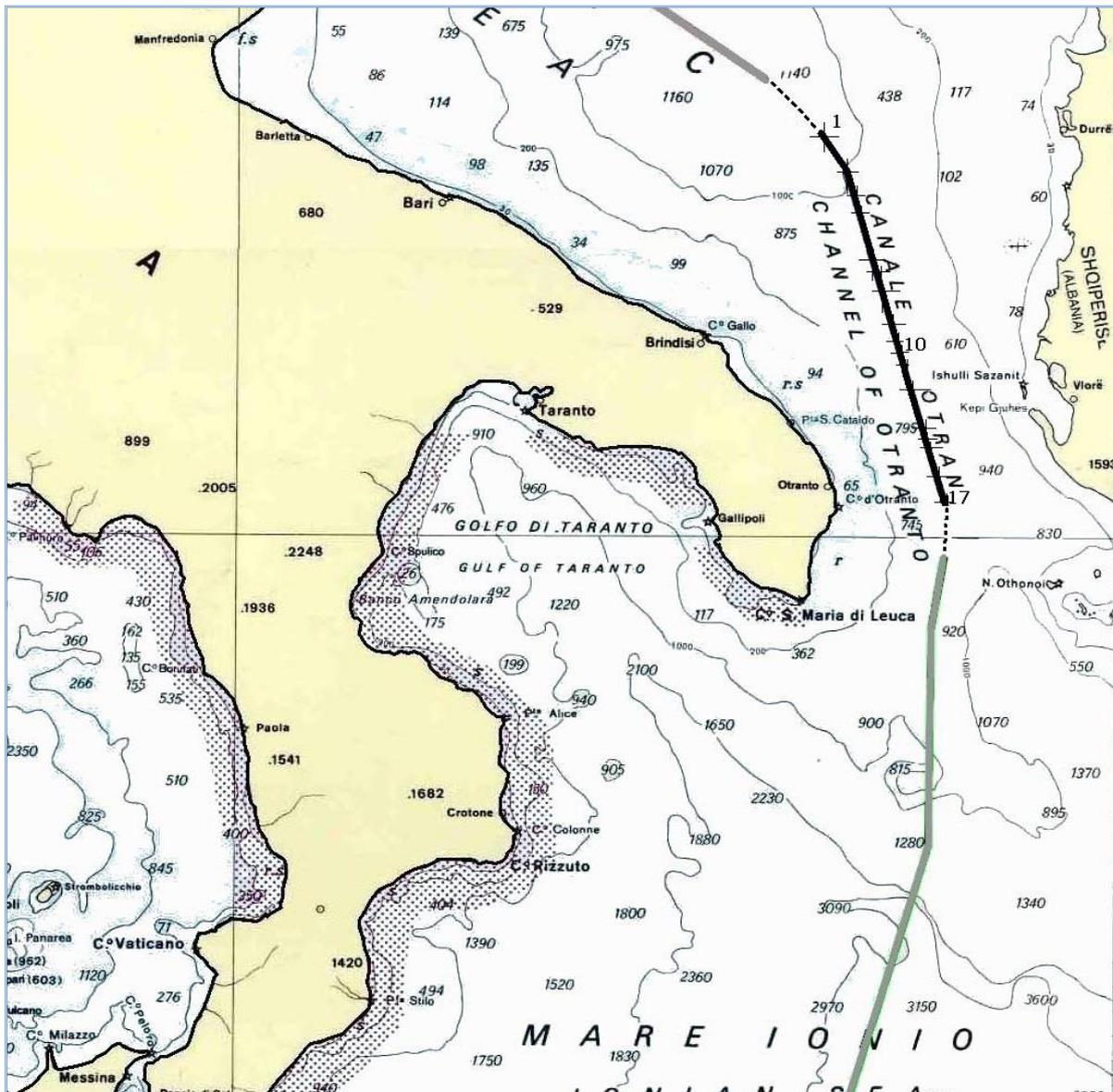


Linea di delimitazione Italia – Grecia
(Tavola estratta dalla Carta dell'I.I.M. N°1813 "Stato dei rilievi dei mari italiani" - Scala 1:2.250.000)

ALBANIA – ACCORDO RATIFICATO CON LEGGE DEL 12 APRILE 1995, N. 147.

Accordo con l'Albania del 18 dicembre 1992 (ratificato con Legge 12 aprile 1995, n. 147 ed entrato in vigore il 26 febbraio 1999). La delimitazione è stata determinata sulla base del principio di equidistanza espresso nella linea mediana dalle coste dei due Paesi senza tener conto delle loro linee di base. Da segnalare inoltre che:

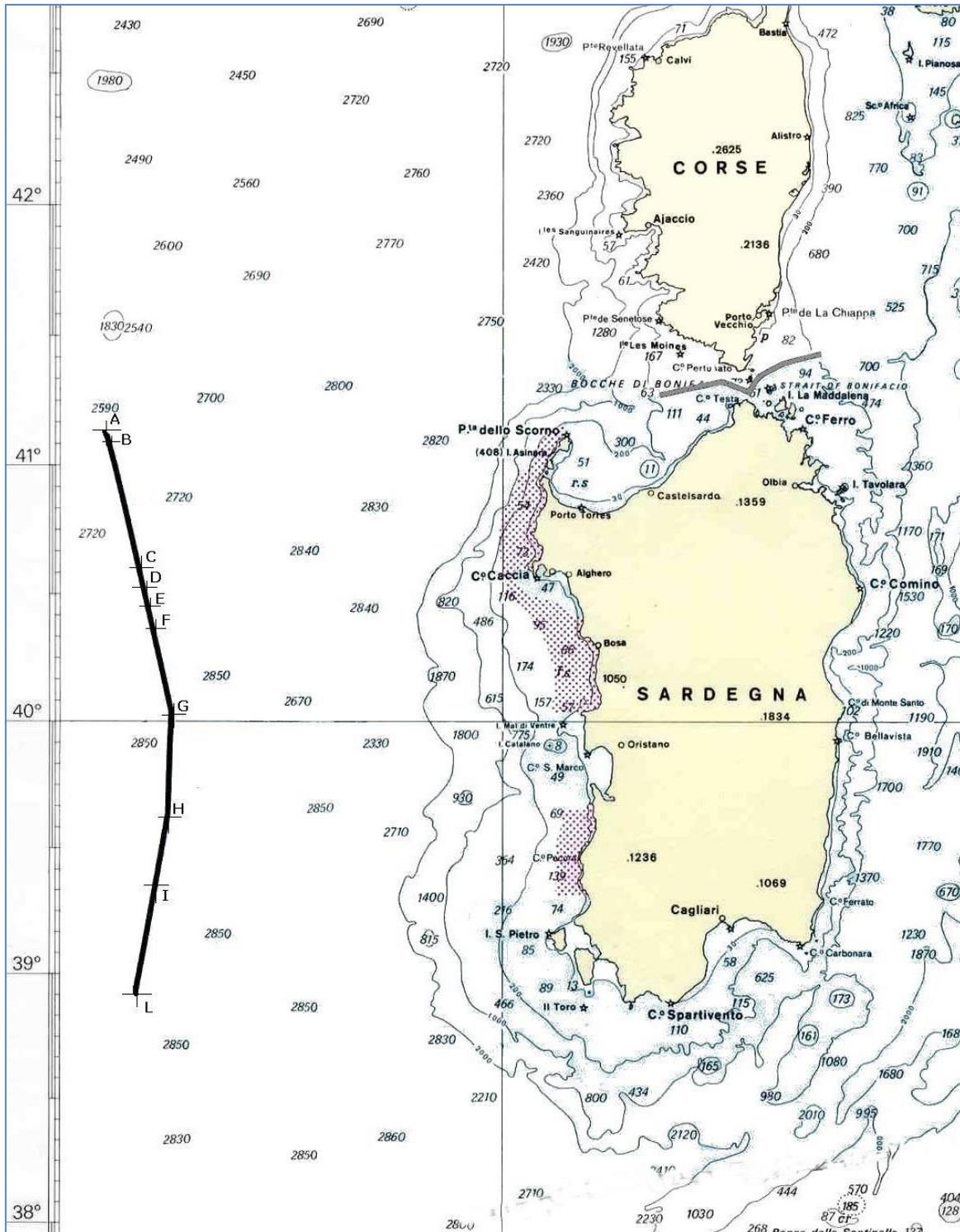
- la delimitazione si ferma al di qua dei punti tripli con Grecia ed ex Repubblica Federale di Jugoslavia da definire successivamente con gli Stati interessati;
- viene fatto salvo il regime giuridico delle acque e dello spazio aereo sovrastanti la piattaforma continentale;
- si definiscono criteri (proporzionalità ed equo indennizzo) per lo sfruttamento di giacimenti eventualmente esistenti a cavallo della linea mediana;
- si stabilisce l'impegno delle due Parti ad adottare tutte le misure possibili a evitare che le attività di esplorazione e sfruttamento delle rispettive zone di piattaforma possano pregiudicare l'equilibrio ecologico del mare o interferire ingiustificatamente con altri usi legittimi del mare.



Linea di delimitazione Italia - Albania
(Tavola estratta dalla Carta dell'I.I.M. N°1813 "Stato dei rilievi dei mari italiani" - Scala 1:2.250.000)

SPAGNA – ACCORDO RATIFICATO CON LEGGE DEL 3 GIUGNO 1978, N. 348.

Accordo con la Spagna del 19 febbraio 1974 (ratificato con Legge 3 giugno 1978, n. 348, in vigore dal 16 novembre 1978): segue il criterio della linea mediana tra la Sardegna e le Baleari con una linea leggermente concava che attribuisce rilievo al maggior sviluppo costiero della Sardegna rispetto all'Isola di Minorca. La delimitazione è stata oggetto di riserve da parte della Francia che considera come facente parte della propria piattaforma continentale una porzione delle aree spartite tra Italia e Spagna.



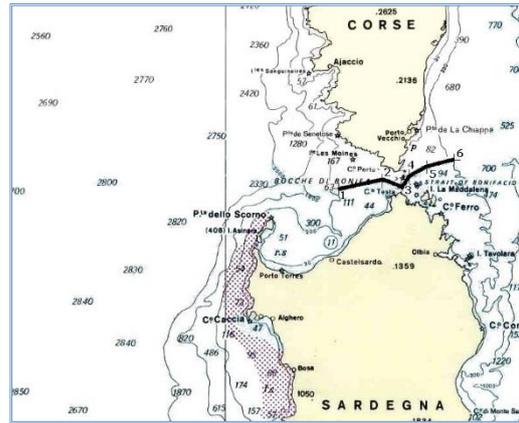
Linea di delimitazione Italia – Spagna
(Tavola estratta dalla Carta dell'I.I.M. N°1813 "Stato dei rilievi dei mari italiani" - Scala 1:2.250.000)

FRANCIA – CONVENZIONE ITALO-FRANCESE DEL 28/11/1986 E PREVISTO ACCORDO DEL 24/02/2015

Nel 1986 è stata stipulata una convenzione tra il Governo della Repubblica Italiana e il Governo della Repubblica Francese relativa alla delimitazione delle frontiere marittime nell'area delle Bocche di Bonifacio (Convenzione Italo-Francese 28 novembre 1986).

In anni più recenti, l'Italia, con D.P.R. 27/10/2011, ha istituito nel Mare Tirreno una Zona di protezione ecologica (ZPE) e la Francia, con Decreto 2012-1148 del 12/10/2012, ha creato una propria Zona Economica Esclusiva (ZEE).

E'previsto che il 24 febbraio 2015 i due Paesi firmino l'accordo per il completamento della delimitazione delle rispettive piattaforme continentali.



(Tavola estratta dalla Carta dell'I.I.M. N°1813 "Stato dei rilievi dei mari italiani" - Scala 1:2.250.000)



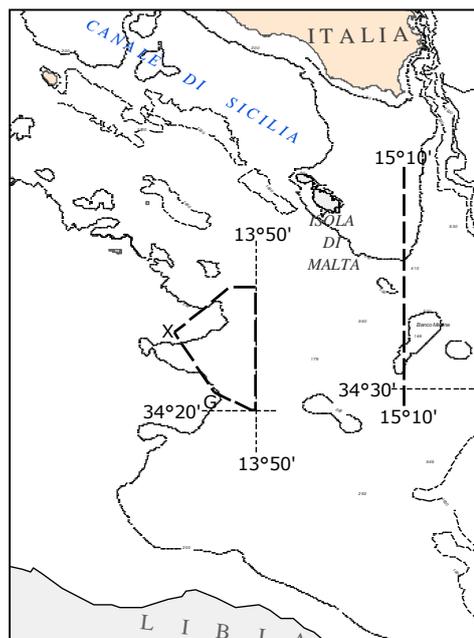
Linea di delimitazione Italia – Francia in base al previsto Accordo del 24 febbraio 2015
(Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)

MALTA – MODUS VIVENDI

MODUS VIVENDI DAL 29 APRILE 1970.

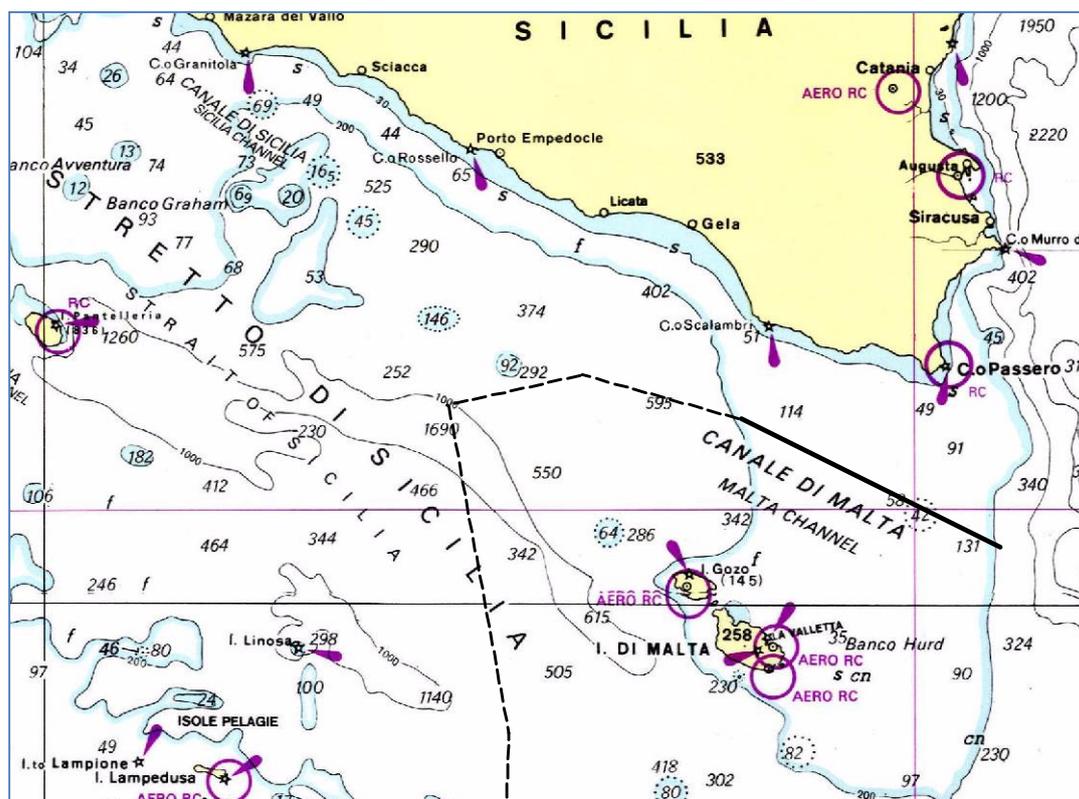
Esiste un modus vivendi con Malta, instaurato con scambio di note verbali del 29 aprile 1970, riguardante la delimitazione parziale, a carattere provvisorio e senza pregiudizio dei diritti sovrani degli Stati frontisti, dei fondali entro la batimetrica dei 200 metri per mezzo della linea di equidistanza tra le coste settentrionali di Malta e le prospicienti coste della Sicilia. Il segmento del Modus vivendi ITALIA-MALTA non coincide con la linea di equidistanza tra le coste, ma è leggermente spostato a nord verso quelle italiane.

Nell'ambito della controversia tra Malta e Libia per la suddivisione delle rispettive piattaforme continentali, l'Italia è intervenuta in giudizio dinanzi alla Corte Internazionale di Giustizia, rappresentando i propri interessi su due zone geografiche: una delimitata a Ovest dal meridiano 15°10', a sud del parallelo 34°30', a Est dalla linea concordata tra Italia e Grecia; l'altra delimitata dal poligono illustrato nella mappa a Ovest del meridiano 13°50'.



Limiti della sentenza del 3/06/85 della C.I.G.
(Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)

La Corte non ha riconosciuto all'Italia un interesse meritevole di tutela, tuttavia, con la sentenza del 3 giugno 1985 la stessa Corte ha stabilito che l'Accordo tra Malta e Libia doveva limitarsi ad un'area dove non intervenivano gli interessi di Paesi terzi, fra cui l'Italia, ovvero l'area tra i meridiani 13°50' e 15°10'.



Linea del "Modus vivendi" Italia – Malta
(Tavola estratta dalla Carta dell'I.I.M. N°1813 "Stato dei rilievi dei mari italiani" - Scala 1:2.250.000)

Nel corso del 2012, il Direttore generale delle risorse minerarie ed energetiche, su incarico del Ministro dello sviluppo economico e in collaborazione con il Ministro degli affari esteri, ha promosso la ripresa del dialogo con le Autorità maltesi sulla questione dello sfruttamento congiunto della piattaforma continentale volto a negoziare, previa analisi della compatibilità della disciplina normativa e tecnica tra i due Paesi, un accordo preliminare per lo sviluppo congiunto in una ben identificata area e la delimitazione della

piattaforma continentale, senza pregiudizio dei diritti di sovranità degli Stati, ai sensi del comma 3 dell'art. 83 della Convenzione UNCLOS-1982.

Dal settembre 2012, si sono succeduti diversi incontri tra i tecnici italiani della DGRME e quelli maltesi allo scopo di valutare la possibilità di intraprendere delle attività di esplorazione/sviluppo congiunti. Si è così costituito un tavolo tecnico finalizzato all'individuazione di un'area, nella porzione di mare oggetto di contenzioso, su cui eventualmente iniziare una fase sperimentale di attività congiunte e uno studio delle rispettive normative di settore.

Proprio allo scopo di creare le condizioni per lo sviluppo di una ricerca congiunta, la DGRME, tramite Decreto ministeriale del 27/12/2012, ha ampliato il settore sud dell'esistente zona marina C, in quanto la legislazione italiana prevede che le attività minerarie siano svolte all'interno di aree marine preventivamente aperte e istituite con decreto del Ministro dello sviluppo economico.

Dopo una serie di incontri e scambi di note tra il MAECI e il governo maltese, la parte italiana ha predisposto una *proposta tecnica*, con l'individuazione di una porzione di area, e redatto un *Memorandum tecnico* teso a definire le modalità e la disciplina di una eventuale gestione congiunta.

L'8 agosto 2014 il governo maltese ha emanato il *Continental Shelf Act 2014*, una nuova legge sulla delimitazione e definizione della propria piattaforma continentale, con disposizioni in merito alla sua esplorazione e sfruttamento.

Gli uffici giuridici del MAECI e del MISE, avendo ravvisato in tale legge forti elementi di criticità, hanno inviato il 19 dicembre 2014 una Nota Verbale di protesta, in quanto alcune delle disposizioni del Continental Shelf Act 2014 non appaiono conformi alle previsioni di cui alla Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare (UNCLOS) del 1982, oltre che lesive degli interessi dell'Italia sui fondali e sul sottosuolo marini nella piattaforma continentale al largo delle sue coste. In particolare: per il mancato riferimento alle coste adiacenti, per l'estensione della piattaforma continentale maltese sino alla linea mediana, in mancanza di accordo, per la possibilità di concedere licenze nell'ambito dell'area ricadente all'interno di tale mediana, incidendo sulla possibilità di arrivare ad un accordo di delimitazione con l'Italia.

ATTIVITÀ MINERARIE INTERNAZIONALI

Introduzione dell'Amb. Giorgio Novello

Ambasciatore d'Italia presso il Regno di Norvegia e la Repubblica d'Islanda

La pubblicazione curata dal Ministero dello Sviluppo Economico che ho l'onore di prefare ha tra i tanti meriti quello di sottolineare come l'Italia sia e resti un protagonista sulla scena economica internazionale, nonostante le difficoltà della congiuntura attuale. Il nostro Paese vanta una tra le maggiori economie del pianeta, sia in termini di PIL che per quanto concerne il commercio con l'estero.

Proprio nel settore minerario, esso dimostra di saper coniugare eccellenze tecnologiche con una straordinaria capacità di stabilire, ovunque nel mondo, vere partnership con gli attori locali, siano essi imprese, associazioni di imprese, comunità e autorità pubbliche.

La proiezione internazionale dell'Italia, anche nello specifico settore minerario, è solida anche perché la corrispondente industria domestica è ugualmente di eccellenza. A solo titolo di esempio, l'Italia è leader europeo nella geotermia. Come è ben noto nella letteratura economica, la premessa per l'affermazione a livello internazionale è una industria domestica efficiente e competitiva.

La presente pubblicazione si sofferma in particolare sulle attività minerarie internazionali dell'Italia in due mari così profondamente diversi uno dall'altro e che tuttavia presentano alcuni elementi comuni: il Mediterraneo e l'Artico. Di entrambi mi sono occupato nel corso degli ultimi anni della mia esperienza professionale, dapprima come Consigliere Diplomatico aggiunto del Ministro dello Sviluppo Economico e successivamente come Ambasciatore d'Italia presso il Regno di Norvegia e la Repubblica d'Islanda. Essi sono "mediterranei" nel senso etimologico del termine, ovvero circondati da terre. Sono ricchi di risorse, già in corso di sfruttamento o ancora da sfruttare. Entrambi svolgono, o svolgeranno in un futuro anche non troppo lontano, un ruolo importante nella navigazione. Sulle loro rive vivono popolazioni che (pur con le evidenti grandi differenze anche numeriche) hanno alle spalle millenni di storia e considerano giustamente quei mari, e la loro integrità, come una componente della loro stessa identità.

In entrambi la presenza italiana conta. Conta nel Mediterraneo, per evidenti ragioni storiche e geopolitiche; conta anche nell'Artico, già ora e sempre di più in futuro. Questa pubblicazione si sofferma pertanto sulle attività economiche e sulle prospettive di collaborazione con Paesi mediterranei quali Malta, Cipro, Israele, Libia, Croazia, e tratteggia al contempo uno scenario affascinante sull'Artico, che sembra riguardare un futuro remoto in una parte del mondo estranea ai nostri interessi, ma che in realtà è per noi cruciale già oggi. Basti pensare che gli scambi commerciali dell'Italia con i Paesi membri del Consiglio Artico, anche escludendo gli Stati Uniti (che si affacciano nella regione solo con l'Alaska), corrispondono a circa il 14% del totale del nostro interscambio con l'estero, per un ammontare complessivo di quasi cento miliardi di Euro.

Il profilo del nostro Paese in quest'ultima regione negli ultimi anni è cresciuto e si è significativamente consolidato. Nel 2013 l'Italia ha assunto lo status di Paese osservatore permanente del Consiglio Artico e partecipa attivamente alle varie attività di tale foro internazionale assieme agli otto Paesi artici che ne sono membri pleno jure, ai Partecipanti Permanenti (rappresentanti le popolazioni indigene) e agli altri osservatori permanenti. L'Italia è ormai una tradizionale protagonista dei numerosi eventi che scandiscono l'intensa e competitiva agenda della comunità internazionale sull'Artico. Mi riferisco in particolare alle ultime edizioni dell'evento "Arctic Frontiers", tenutosi nella "capitale artica" norvegese di Tromsø; all'evento "Arctic Circle" a Reykjavik in Islanda; ma anche ad eventi tipicamente italiani svoltisi al di là del Circolo Polare quali la "Giornata Italiana" (Tromsø, giugno 2014) o in luoghi-simbolo dell'Artico quali Stavanger, la "capitale petrolifera" norvegese con la sua "Giornata italiana" del febbraio 2015; e al Seminario di Venezia sui cambiamenti climatici nell'Artico, organizzato dal Ministero degli Affari Esteri e Cooperazione Internazionale (MAECI) nel dicembre 2014.

La presenza di imprese italiane operanti nell'offshore petrolifero norvegese è significativa. Il 2015 sarà un anno esemplare da questo punto di vista. Durante l'estate è prevista l'entrata in produzione del nuovo giacimento "Goliath", di cui ENI è operatore e dal quale verrà ricavato il primo petrolio mai estratto dall'Artico norvegese. Sempre in estate, stavolta dalla parte meridionale del Mare del Nord, Edison estrarrà il suo primo gas norvegese da un giacimento del quale è operatore. Si rafforza sempre più anche la presenza di imprese italiane di medie dimensioni e ad elevatissima specializzazione, in particolare nel settore della sub-fornitura come ad esempio la valvolistica, dove eccelle Valvitalia.

E già si intravedono considerevoli opportunità per le nostre imprese anche in settori diversi da quello minerario strettamente inteso. Mi riferisco in particolare alle attività di costruzione o

ammodernamento di infrastrutture, alla fornitura di servizi alle popolazioni artiche (indigene e di recente insediamento) volte a soddisfare i crescenti bisogni in termini abitativi, di assistenza medica, di servizi educativi e culturali di queste ultime, ma anche di operazioni di salvataggio in mare o di telemedicina spesso necessari in aree con climi così estremi.

Non sorprende che alla tradizionale conformazione del Consiglio Artico si sia aggiunta una crescente attenzione al settore più propriamente economico ed imprenditoriale, in particolare con l'istituzione di un Arctic Economic Council con un Segretariato anch'esso ospitato nella norvegese Tromsø. Il settore privato a sua volta ha lanciato un Arctic Business Council nel quale, significativamente, fin dal primo momento sono presenti gruppi italiani. Tutto questo non può assolutamente prescindere da altre due dimensioni portanti: l'attenzione all'ambiente, che nell'Artico, come peraltro anche nel Mediterraneo, è prezioso ed allo stesso tempo estremamente fragile; e la ricerca scientifica, per molti versi correlata alla stessa tutela dell'ambiente, in cui l'Italia vanta punte di eccellenza quale la base scientifica "Dirigibile Italia" del Consiglio Nazionale delle Ricerche, ubicata nel centro urbano dell'insediamento più settentrionale al mondo, la città di Ny-Ålesund nell'arcipelago delle Svalbard.

L'Italia ha inoltre sempre apportato un significativo contributo alla Dimensione Settentrionale dell'Unione Europea, che ha erogato finora oltre duecento milioni di euro per investimenti ed iniziative nell'area, e darà il suo apporto all'elaborazione della Strategia Artica dell'Unione Europea che verrà presentata a dicembre 2015.

L'azione italiana nello specifico settore delle attività minerarie internazionali, in contesti geografici e geopolitici così competitivi e così diversi come Mediterraneo e l'Artico, non sarebbe così efficace senza un'accresciuta sinergia e capacità di agire del sistema-Paese inteso come aggregazione e cooperazione strutturata tra i suoi vari attori e le sue componenti. Se n'è avuta una eccellente prova nell'agosto 2014 a Stavanger in occasione di Offshore Northern Seas-ONS, uno dei maggiori eventi mondiali del settore petrolifero, "gemellato" con Offshore Mediterranean Conference-OMC di Ravenna, dove la collaborazione tra i grandi gruppi e le piccole e medie imprese italiane, tra settore privato ed istituzioni, è stata pregevole.

A questo riguardo cruciale è l'azione svolta dalle nostre Amministrazioni. Mi riferisco al Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale, che ha promosso il Tavolo Artico di consultazione. Mi riferisco al Ministero dello Sviluppo Economico, ed in particolare alla sua Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche, che combina una elevatissima professionalità tecnica e scientifica con una costante attenzione alla continuità della nostra azione in questo settore e nelle due regioni artica e mediterranea. Continuità, prevedibilità ed affidabilità sono valori sempre più preziosi nell'attuale congiuntura globale, dove la competizione si acuisce in uno scenario di prezzi calanti del greggio, di progressivo esaurimento delle risorse più facilmente accessibili ed anche di accresciute tensioni internazionali. Sono valori che il MAECI, il Ministero dello Sviluppo Economico e il sistema-Paese nel suo complesso hanno messo a disposizione dei nostri partner nel Mediterraneo e nell'Artico, con risultati verificabili e lusinghieri, come mi auguro possa essere evidenziato nei prossimi importanti appuntamenti a partire proprio dall'OMC di Ravenna.

Il 2015 si presenta come un anno al quale guardare con fiducia, anche se sarà senza dubbio impegnativo. Il profilo italiano nel settore energetico nel Mediterraneo e nell'Artico vi potrà infatti compiere un salto di qualità, appunto con l'entrata in produzione di nuovi giacimenti in condizioni ambientali e climatiche anche estreme, e con il consolidamento della presenza delle nostre PMI nel settore minerario vero e proprio ed in quello dell'indotto in senso ampio. Ma sarà anche un anno in cui andrà ulteriormente approfondita la riflessione sul futuro, alla luce di quanto verrà deciso alla conferenza di Parigi sul cambiamento climatico e dei nuovi obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite, a cui anche l'attività mineraria internazionale è chiamata a dare il proprio contributo.

ARTICO

LA REGIONE ARTICA E LA PRESENZA DELL'ITALIA NEL CONSIGLIO ARTICO

La regione artica è costituita approssimativamente per un terzo da terraferma e per i restanti due terzi da mare, in larga misura coperto da ghiaccio durante la maggioranza dei giorni dell'anno.

Il riscaldamento globale sta determinando l'assottigliamento della coltre ghiacciata, mettendo gli Stati ed i popoli Artici davanti a sfide impegnative: la possibilità di accedere a nuove rotte commerciali e nuove risorse energetico minerarie dovrà conciliarsi con la massima tutela del patrimonio ambientale; le nuove opportunità economiche dovranno essere portatrici di benessere anche per le popolazioni locali; lo sforzo per contenere gli effetti del riscaldamento globale dovrà coinvolgere non solo gli Stati artici ma tutti i Paesi industrializzati e in via di industrializzazione. L'Artico si avvia sempre più ad essere una "nuova frontiera globale" per i temi legati alla tutela ambientale, allo sviluppo sostenibile, all'energia e ai trasporti.

L'organismo internazionale che, secondo i principali analisti, è destinato ad avere un ruolo sempre più preminente nel "governo" delle problematiche artiche è il Consiglio Artico. Il Consiglio Artico è stato istituito nel 1996 con la Dichiarazione di Ottawa ed è definito come un forum intergovernativo che promuove la cooperazione tra Stati artici (e non), popolazioni indigene ed organizzazioni non governative per la gestione, pacifica ed ecologicamente sostenibile, delle questioni di rilievo per la regione artica, con particolare attenzione alle conseguenze ed alle opportunità prodotte dai cambiamenti climatici. Sono membri del Consiglio Artico gli otto *Stati artici*³, con territorio sopra al circolo polare artico, e le sei organizzazioni delle popolazioni indigene, che hanno lo status di *Partecipanti permanenti*. Possono inoltre essere ammessi al Consiglio Artico con il ruolo di *Osservatori*, gli Stati non artici, le organizzazioni intergovernative e inter-parlamentari (internazionali o regionali) e le organizzazioni non governative. Il 15 maggio 2013, con la Dichiarazione di Kiruna, l'Italia ha acquisito lo status di *Osservatore*, affiancandosi ai principali Paesi europei non artici già presenti nel Consiglio (Francia, Germania, Olanda, Polonia, Spagna e Regno Unito). Nel 2013, oltre all'Italia, lo status di *Osservatore* è stato concesso alla Repubblica Popolare Cinese, al Giappone, alla Repubblica di Corea, a Singapore e all'India. Attualmente gli Stati *Osservatori* nel Consiglio Artico sono dodici.

Secondo l'USGS (*United States Geological Survey*) il 30% delle riserve inesplorate di gas nel mondo ed il 13% di quelle di petrolio si trovano nella regione Artica: la coltivazione delle risorse energetico-minerarie è resa complessa, ed in molte zone ancora impossibile, dalle difficoltà tecnologiche, infrastrutturali ed economiche. Il particolare contesto rende, inoltre, tassativo assicurare i più alti standard di protezione ambientale nello svolgimento delle operazioni. Investimenti particolarmente ingenti ed un ampio ricorso a tecnologie d'avanguardia caratterizzano le attuali infrastrutture artiche per la produzione d'idrocarburi.

Il Mare Artico sarà protagonista anche di una vera e propria rivoluzione nei trasporti marittimi: non solo le tradizionali rotte saranno più facilmente percorribili ma, nel prossimo futuro, nuovi itinerari potrebbero essere accessibili, riducendo notevolmente i tempi di navigazione tra l'Asia e l'Europa.

Il Consiglio Artico ha istituito degli specifici gruppi di lavoro per affrontare operativamente le criticità connesse all'incremento all'attività antropica, in particolare:

- il gruppo di lavoro EPPR (*Emergency Prevention, Preparedness and Response*) ha il mandato di proteggere l'Artico dagli effetti del rilascio accidentale d'inquinanti, conseguenza di eventuali incidenti industriali, attraverso analisi di rischio, redazione di linee guida e condivisione di conoscenze sulla prevenzione e risposta all'emergenze ambientali;
- il gruppo PAME (*Protection of the Arctic Marine Environment*) si prefigge di individuare misure atte a proteggere l'ambiente marino e costiero dell'Artico dall'inquinamento non accidentale prodotto dall'uomo.

I gruppi di lavoro, aperti ai rappresentanti degli Stati membri, dei popoli indigeni e degli *Osservatori*, sono costituiti da esperti, ricercatori e delegati delle agenzie governative e rappresentano i contesti entro i quali i Paesi *Osservatori* sono chiamati a dare il proprio contributo al Consiglio Artico, mettendo in campo esperienze, competenze e risorse.

³ Canada, Danimarca in rappresentanza della Groenlandia e delle isole Faroe, Finlandia, Islanda, Norvegia, Russia, Svezia, USA.

LA PARTECIPAZIONE DELLA DGRME AL GRUPPO DI LAVORO EPPR DEL CONSIGLIO ARTICO

La Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche del Ministero dello Sviluppo Economico è presente nel *Tavolo di Coordinamento per l'Artico*, istituito dal Ministero degli Affari Esteri con l'obiettivo di valorizzare la presenza italiana all'interno delle istituzioni artiche.

Con una propria delegazione, la DGRME ha preso parte, nel novembre 2013 a Tromsø (Norvegia), alla semestrale organizzativa del *working group* EPPR (*Emergency Prevention, Preparedness and Response*) ed al collegato workshop CMERA (*Circumpolar Marine Environment Risk Assessment*). I partecipanti al workshop hanno contribuito alla fase preliminare del piano per la valutazione dei rischi ambientali connessi al traffico navale e alla produzione di idrocarburi nel Mar Glaciale Artico, fornendo indicazioni per adeguare le metodologie standard di analisi alle specificità della regione artica.

La semestrale organizzativa ha permesso di acquisire e condividere conoscenze e *best practice* sulla preparazione e la risposta alle eventuali emergenze ambientali causate dall'attività di ricerca e coltivazione offshore di petrolio e gas: il confronto con i delegati dei Paesi artici ha fornito riscontro alle indicazioni della Strategia Energetica Nazionale che indirizza la produzione degli idrocarburi nazionali nel solco dell'esperienza dei Paesi del Nord Europa, considerati un modello di riferimento per aver saputo "coniugare un notevole sviluppo industriale, economico e sociale con un'attenzione fortissima ai temi della sicurezza e della salvaguardia dell'ambiente".

PANORAMA MEDITERRANEO

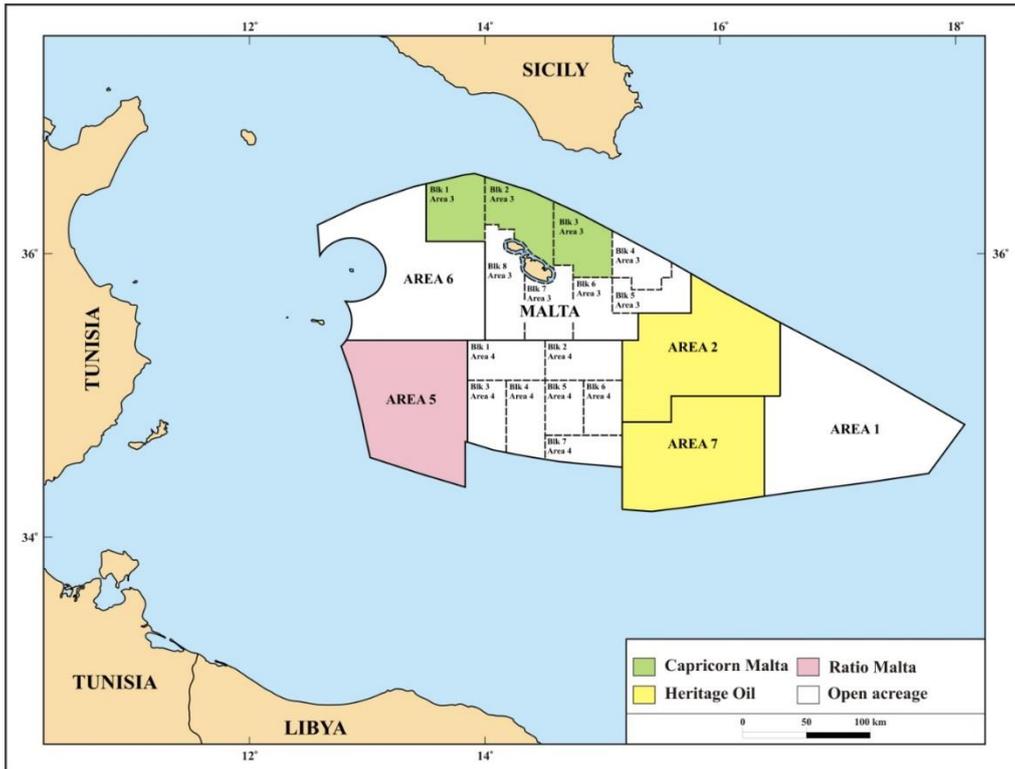
Il panorama mondiale nel settore della ricerca e della produzione di idrocarburi ha subito nell'ultimo anno profondi cambiamenti, dovuti prevalentemente alla massiccio ingresso nel mercato di ingenti quantitativi di idrocarburi "non convenzionali", estratti prevalentemente negli Stati Uniti attraverso le nuove tecniche di coltivazione, come il *fracking*, escluse dalla Strategia Energetica Nazionale e successivamente vietate dalla normativa italiana. In questo modo gli Stati Uniti hanno ottenuto la notevole crescita della produzione interna e una rapida diminuzione delle importazioni, cambiando in modo incisivo le dinamiche fino ad allora dominanti nel mercato dell'energia mondiale. Questo processo si affianca a quello delle scoperte dei grandi giacimenti in Paesi dell'Est Europa soprattutto in Israele e nel bacino di Levante.

L'Europa deve, quindi, confrontarsi con uno scenario mondiale estremamente mutevole.

E' evidente come risulti essenziale la ricerca e l'esplorazione di nuove aree e una politica di ottimizzazione della produzione dai campi già attivi. Alla necessità di crescita del settore O&G, espressa sia dalla situazione geopolitica mondiale sia dalle politiche energetiche nazionali, si unisce la maggiore consapevolezza delle problematiche ambientali e climatiche, che già da tempo coinvolge organizzazioni internazionali con l'adozione di programmi specifici quale il Programma delle Nazioni Unite per l'Ambiente (United Nations Environment Programme, UNEP) e con l'emanazione a livello Comunitario di regolamentazioni per la crescita sostenibile, la prevenzione e la gestione del rischio, quali le direttive Europee sulla sicurezza offshore, la Strategia Marina e la *Blue Growth*. Per raggiungere questi obiettivi sono necessarie sinergie e cooperazione tra i diversi Stati, strategie integrate e indirizzi specifici soprattutto per contesti di ambienti limitati e complessi come quello del mare Mediterraneo, dove inevitabilmente le attività realizzate possono influire sui vicini Stati frontisti.

I più recenti studi economici e le ultime analisi dello scenario energetico evidenziano come sia ancora prevalente l'utilizzo dei combustibili fossili nei piani di sviluppo energetico per i prossimi anni. Il mare rappresenta una fonte preziosa di risorse naturali ed energetiche ed assume ulteriore importanza la gestione delle risorse in mare con particolare riferimento alle aree al confine delle delimitazione delle rispettive piattaforme continentali.

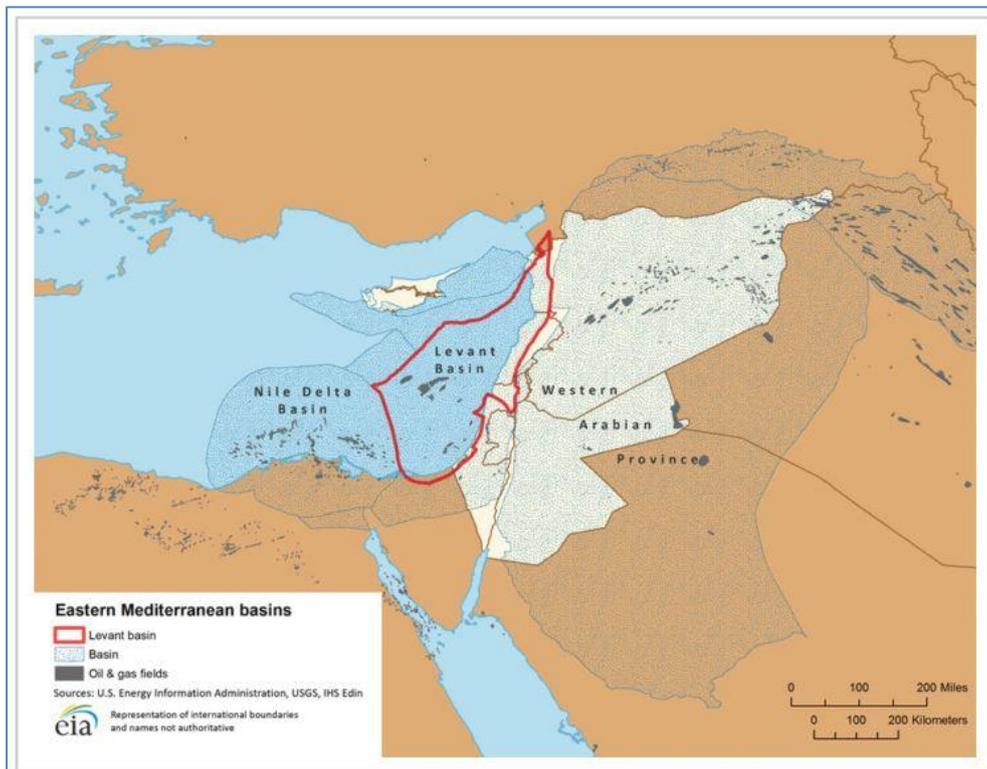
Il Mare Mediterraneo, centro dell'interesse dei diversi Paesi che vi si affacciano, deve costituire il luogo di coordinamento delle attività dei diversi Stati dove applicare le *best practice* di settore sia nell'esplorazione che nella produzione di idrocarburi.



Blocchi aperti e licenze rilasciate da Malta – (<https://mti.gov.mt/en/>)

CIPRO, ISRAELE E LIBIA

Le grandi e recenti scoperte a Cipro e in generale nel bacino di Levante "Levant Basin", parte Est del Mediterraneo, hanno influenzato enormemente il panorama Europeo del settore oil&gas aprendo nuove prospettive di esplorazione e produzione soprattutto nel *deep offshore* nel Mar Mediterraneo.



Estensione del Bacino del Levante . –
(S. Energy Information Administration, U. S. G. S., IHS Edin)

Le scoperte in Israele dei maxi-giacimenti offshore, *Leviathan* e *Tamar* (rispettivamente 240 e 480 miliardi di metri cubi di gas) potrebbero fornire una valida risorsa per i Paesi del Mediterraneo, soprattutto se abbinata alle ingenti risorse associate al giacimento *Aphrodite* nelle acque Ciproite. Nello specifico per le risorse non provate del Bacino dell'Est Mediterraneo si stimano riserve non provate per un totale di 1,689 Milioni di barili di olio e 3.465.359 Milioni di metri cubi di gas (Fonte USGS 2010).



Aree per l'esplorazione e la produzione di idrocarburi nell'Est del Mediterraneo - (<http://www.oilandgascyprus.com/?p=157>)

GRECIA

Dopo le scoperte di gas da parte di Israele, e quelle a Cipro, l'intero spazio marittimo vicino l'isola di Creta suscita oggi grandi speranze. A seguito della crisi, il Governo greco ha rilanciato a fine 2011 la ricerca di idrocarburi: ha promosso gare per la concessione di attività di esplorazione nelle tre regioni oggetto di sondaggi e studi sismici effettuati a fine anni '90. Inoltre IL Ministero dell'Economia Greco ha recentemente condotto una campagna di sismica riconoscitiva, di circa 18 mesi, all'interno della propria ZEE su una zona marittima di 220.000 km² istituita nelle acque a sud del Mare Adriatico.

CROAZIA

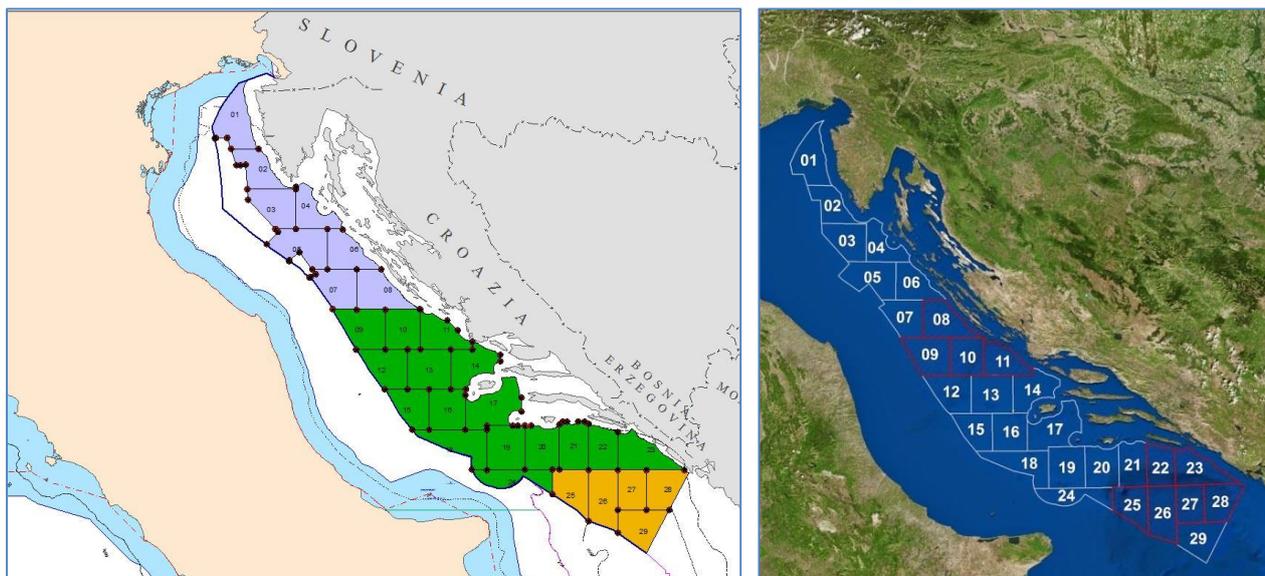
La Croazia, nell'Aprile del 2014, ha ufficialmente aperto i termini della procedura per l'assegnazione delle licenze per la ricerca e l'estrazione di idrocarburi nel Mare Adriatico. Il bando ha messo a gara licenze per 29 blocchi con dimensioni tra i 1.000 e i 1.600 km², di cui 8 situati nell'Adriatico settentrionale e 21 in quello centrale e meridionale. Nello stesso documento si prevede che i permessi per l'esplorazione saranno validi per 5 anni con possibilità di proroga di un anno, mentre la concessione per lo sviluppo sarà di 25 anni.

La gara ha destato l'interesse di circa 40 compagnie internazionali, comprese l'Exxon Mobil, la Shell e anche l'Eni, ma le offerte ricevute risultano per un totale di 6 aziende in 15 aree di ricerca. La commissione di esperti guidata dal Ministro dell'Economia Ivan Vrdolja ha valutato positivamente tali offerte per 10 aree di esplorazione, che sono state concesse alle aziende Marathon Oil, OMV, ENI, Medoilgas e INA.

Il consorzio composto da Marathon Oil e OMV ha ricevuto un permesso per l'esplorazione e lo sfruttamento di idrocarburi in 7 blocchi nelle aree: n. 8 nel Nord Adriatico, nn. 10, 11 e 23 nell'Adriatico Centrale, nn. 27 e 28 nell'Adriatico Meridionale.

Il consorzio composto da ENI e MedOilGas ha ricevuto il permesso per l'esplorazione e lo sfruttamento di idrocarburi nella zona di ricerca n. 9 dell'Adriatico centrale, mentre alla croata INA - Industrija Nafte dd è stata concessa una licenza per l'esplorazione e lo sfruttamento di idrocarburi in due aree di esplorazione, la n. 25 e la n. 26 nell'Adriatico Meridionale.

L'Italia e la Croazia già collaborano tramite un "Technical Agreement" tra le Amministrazioni dei rispettivi Governi, stipulato in data 1/07/2006, per la produzione congiunta del giacimento Annamaria, a cavallo della linea di delimitazione delle rispettive piattaforme, nella concessione A.C 11 AG assegnata alla società ENI.



Dati vettoriali reperibili dal sito del governo croato

(<http://www.mingo.hr/page/pet-kompanija-izabrano-za-istrazivanje-10-istraznih-prostora-na-jadrano>)

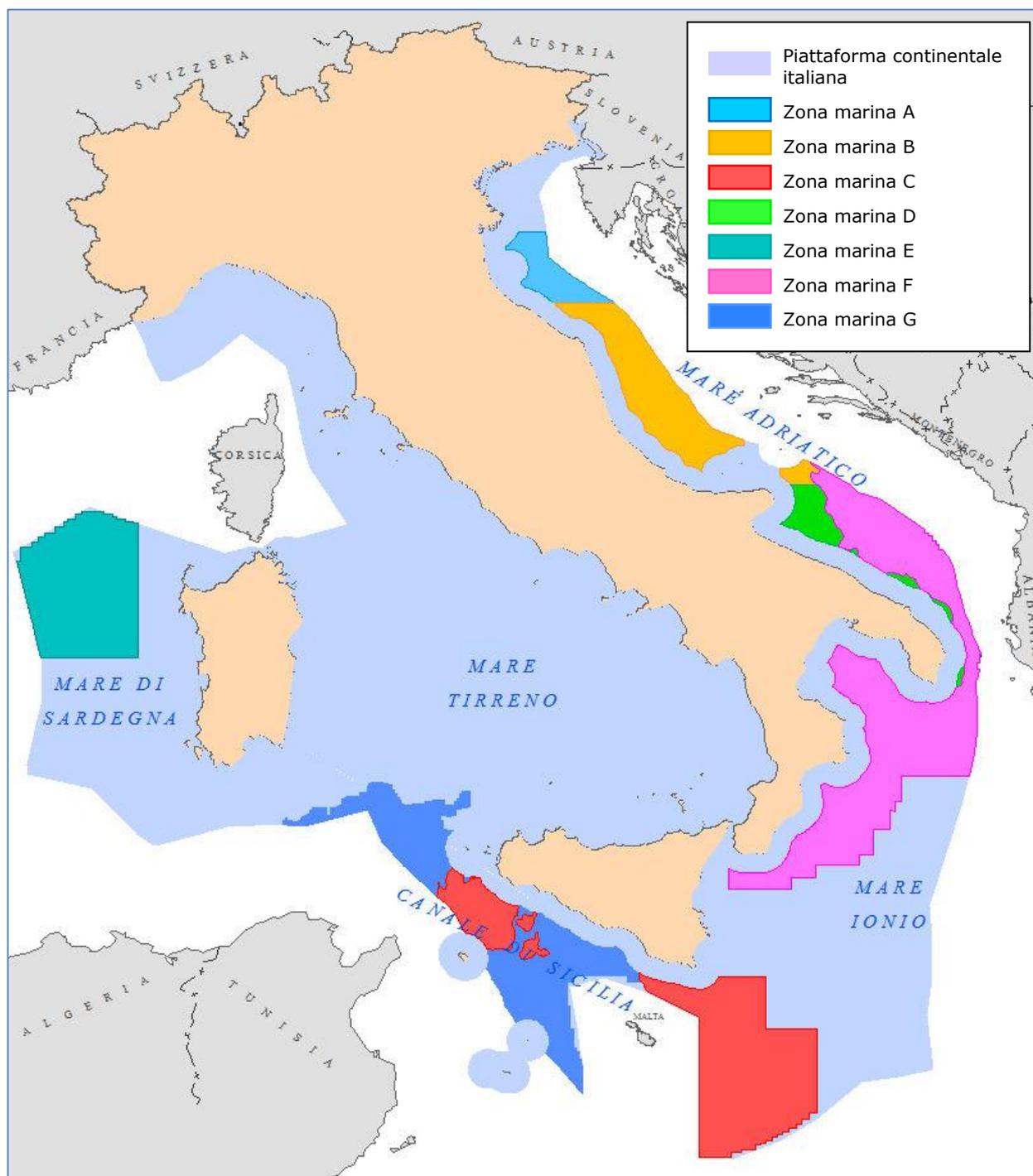
ATTIVITÀ MINERARIE NAZIONALI

ZONE MARINE APERTE

DELIMITAZIONI, TAVOLE E NORME DI RIFERIMENTO

I titoli minerari per la ricerca e la coltivazione di idrocarburi in mare sono conferiti dal Ministero dello sviluppo economico in aree della piattaforma continentale italiana istituite con leggi e decreti ministeriali, denominate "Zone marine" e identificate con lettere dell'alfabeto. Con la legge 613/1967, sono state aperte le Zone marine da A a E e, con successivi decreti ministeriali, le Zone F e G.

Negli ultimi anni, anche a seguito di manifestazione di interesse da parte degli operatori del settore, alcune zone marine sono state ampliate e ripерimetrare, come riportato dettagliatamente nei singoli paragrafi. Attualmente la superficie totale delle zone marine aperte alle attività minerarie è di circa 139.656 km² e costituisce circa il 25% della superficie totale della piattaforma continentale italiana.



Piattaforma continentale italiana e zone marine rimodulate
(Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)

ZONA "A" - MARE ADRIATICO SETTENTRIONALE E CENTRALE

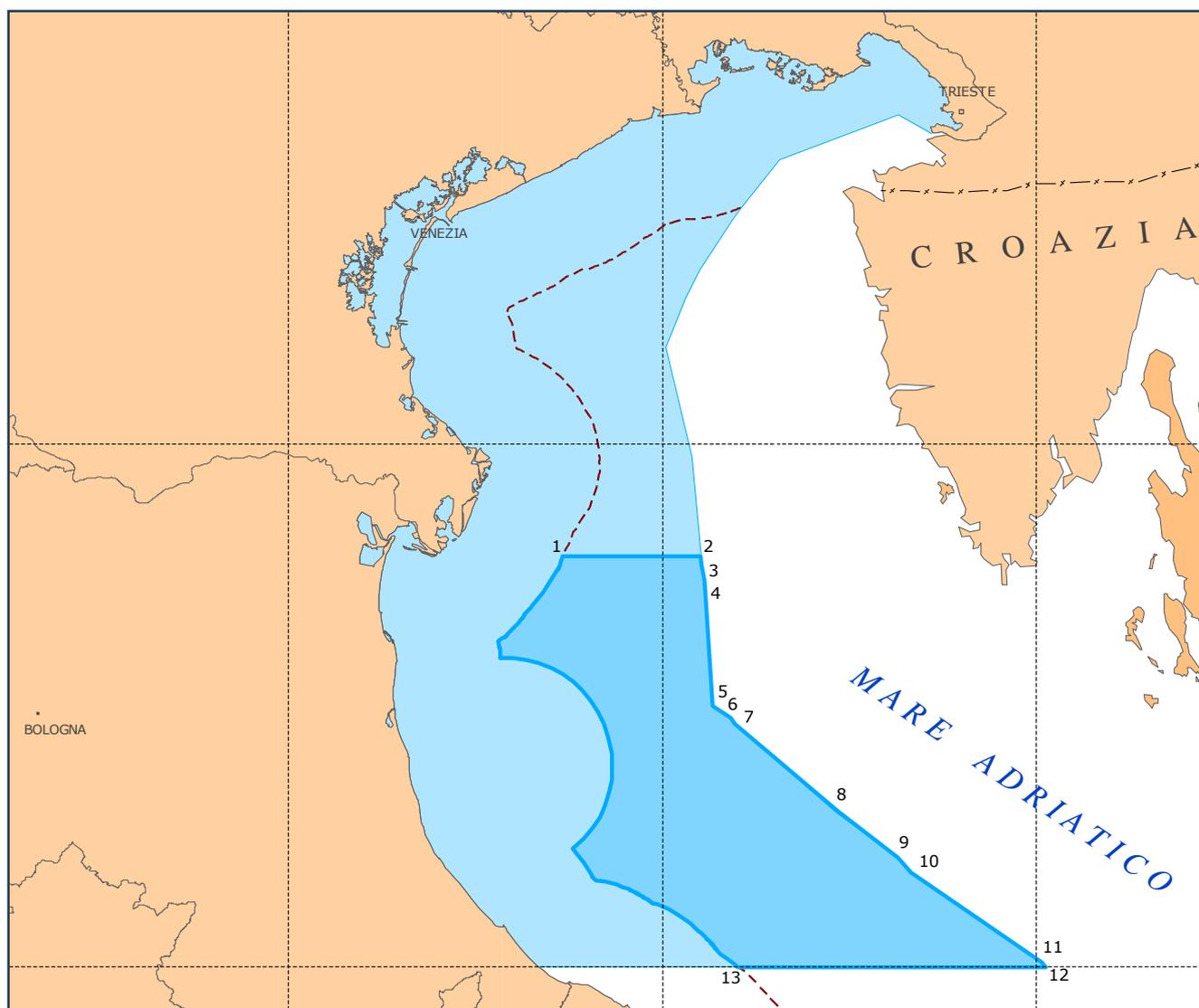
Si estende nel mare Adriatico settentrionale fino al parallelo 44°00'; è delimitata a ovest dalla linea di costa delle regioni Friuli Venezia Giulia, Veneto e Emilia Romagna; a est dalle linee di delimitazione Italia-Slovenia e Italia-Croazia.

Con l'articolo 4 della legge 9 gennaio 1991 n. 9 "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale", così come modificato dall'art. 26, comma 2, della legge 21 luglio 2002, n. 179, è stata vietata la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi nelle acque del Golfo di Venezia, nel tratto di mare compreso tra il parallelo passante per la foce del fiume Tagliamento ed il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po."

Successivamente con il decreto legge 25 giugno 2008 n. 112 "Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria", è stato stabilito che tale divieto "si applica fino a quando il Consiglio dei Ministri, d'intesa con la regione Veneto, su proposta del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, non abbia definitivamente accertato la non sussistenza di Doste, sulla base di nuovi e aggiornati studi, che dovranno essere presentati dai titolari di permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione, utilizzando i metodi di valutazione più conservativi e prevedendo l'uso delle migliori tecnologie disponibili per la coltivazione".

La zona A, come istituita, si estende per circa 13.300 km² e costituisce circa il 2% della piattaforma continentale italiana. Con **D.M. 9/08/2013 la zona marina è stata rimodulata** e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è stata ridotta di circa il 70% **da km² 13.300 a km² 4.016**.

Competenza territoriale: UNMIG di Bologna e Roma.



Zona marina "A" (Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)

Riferimenti normativi:

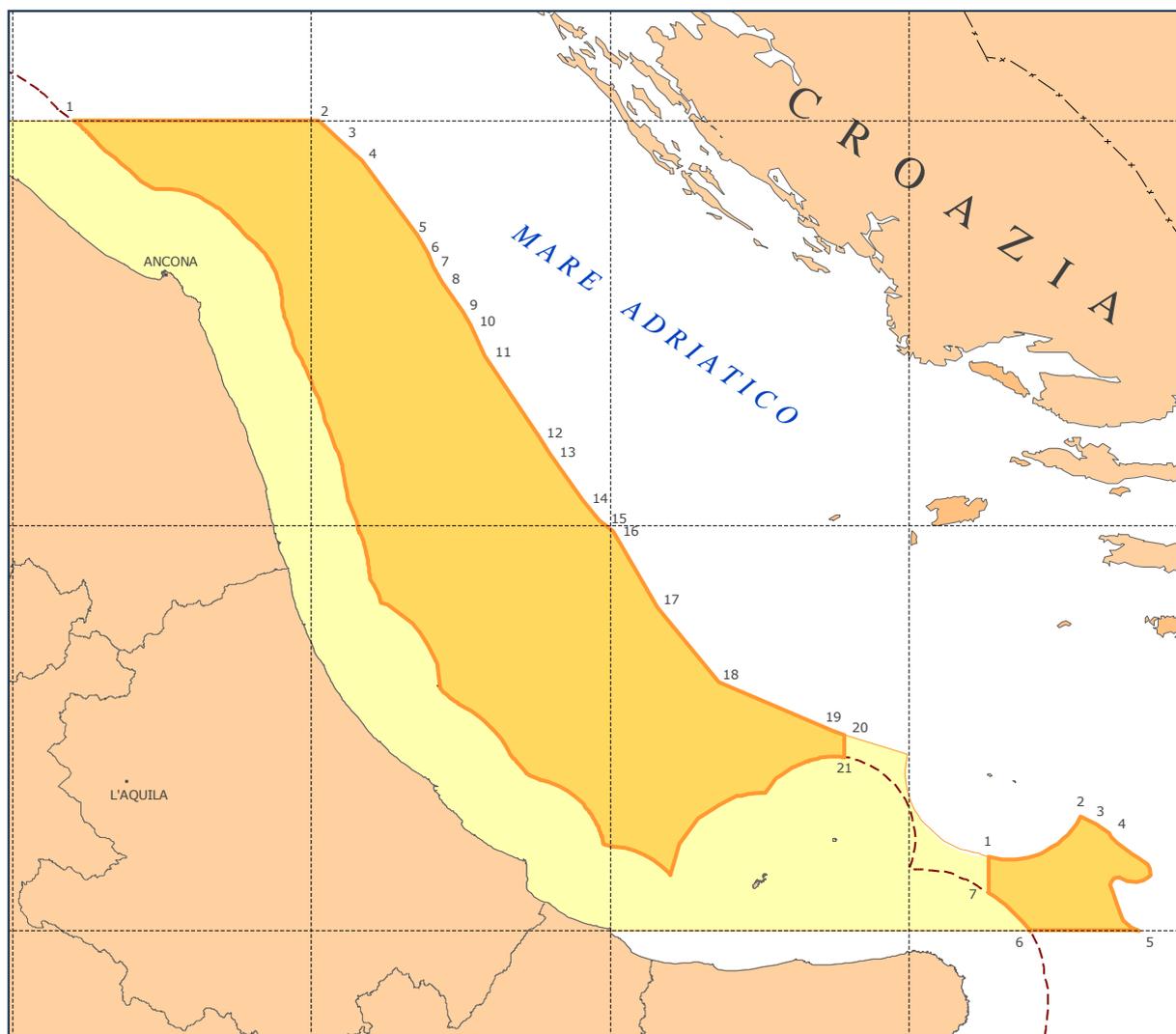
- **Legge 21 luglio 1967 n. 613**
Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale
- **Legge 9 gennaio 1991 n. 9**
Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale
- **Comunicato Ministeriale 30 settembre 2005**
Correzione tecnica della linea di delimitazione della piattaforma continentale comune italo-croata
- **Comunicato Ministeriale 31 maggio 2006**
Delimitazione delle zone marine "A", "B" e "F" in seguito alla correzione tecnica della linea di delimitazione della piattaforma continentale comune tra Italia e Croazia.
- **Decreto legge 25 giugno 2008 n. 112**
Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria.
- **Decreto ministeriale 9 agosto 2013**
Rimodulazione della zona "E" e ricognizione delle zone marine aperte alla presentazione di nuove istanze

ZONA "B" - MARE ADRIATICO CENTRALE E MERIDIONALE

Si estende nel mare Adriatico centrale dal parallelo 44°00' al parallelo 42°00'; è delimitata a ovest dalla linea di costa delle regioni Marche, Abruzzo e parte del Molise; a est dalla linea di delimitazione Italia-Croazia.

La zona B, come istituita, si estende per circa 23.000 km² e costituisce circa il 4% della piattaforma continentale italiana. Con **D. M. 9/08/2013 la zona marina è stata rimodulata** e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è stata ridotta di circa il 44% **da km² 23.000 a km² 12.980**.

Competenza territoriale: UNMIG di Roma e Napoli.



Zona marina "B" (Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)

Riferimenti normativi:

- **Legge 21 luglio 1967 n. 613**
Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale
- **Comunicato Ministeriale 30 settembre 2005**
Correzione tecnica della linea di delimitazione della piattaforma continentale comune italo-croata
- **Comunicato Ministeriale 31 maggio 2006**
Delimitazione delle zone marine "A", "B" e "F" in seguito alla correzione tecnica della linea di delimitazione della piattaforma continentale comune tra Italia e Croazia.
- **Decreto ministeriale 9 agosto 2013**
Rimodulazione della zona "E" e ricognizione delle zone marine aperte alla presentazione di nuove istanze.

ZONA "C" - MARE TIRRENO MERIDIONALE, CANALE DI SICILIA, MAR IONIO MERIDIONALE

Si estende a nord nel mare Tirreno meridionale, tra la linea di costa siciliana e la linea isobata dei 200 metri; a ovest nel Canale di Sicilia tra la linea di costa siciliana, la linea isobata dei 200 metri e un tratto della linea di delimitazione ITALIA-TUNISIA; a sud nel Canale di Sicilia tra la linea di costa siciliana, la linea isobata dei 200 metri e il "Modus vivendi" ITALIA-MALTA; a est nel Mare Ionio meridionale tra la linea di costa siciliana e la linea isobata dei 200 metri. Fa parte della zona C anche il sottofondo marino adiacente l'isola di Lampedusa tra l'isobata dei 200 metri e la linea di delimitazione ITALIA-TUNISIA.

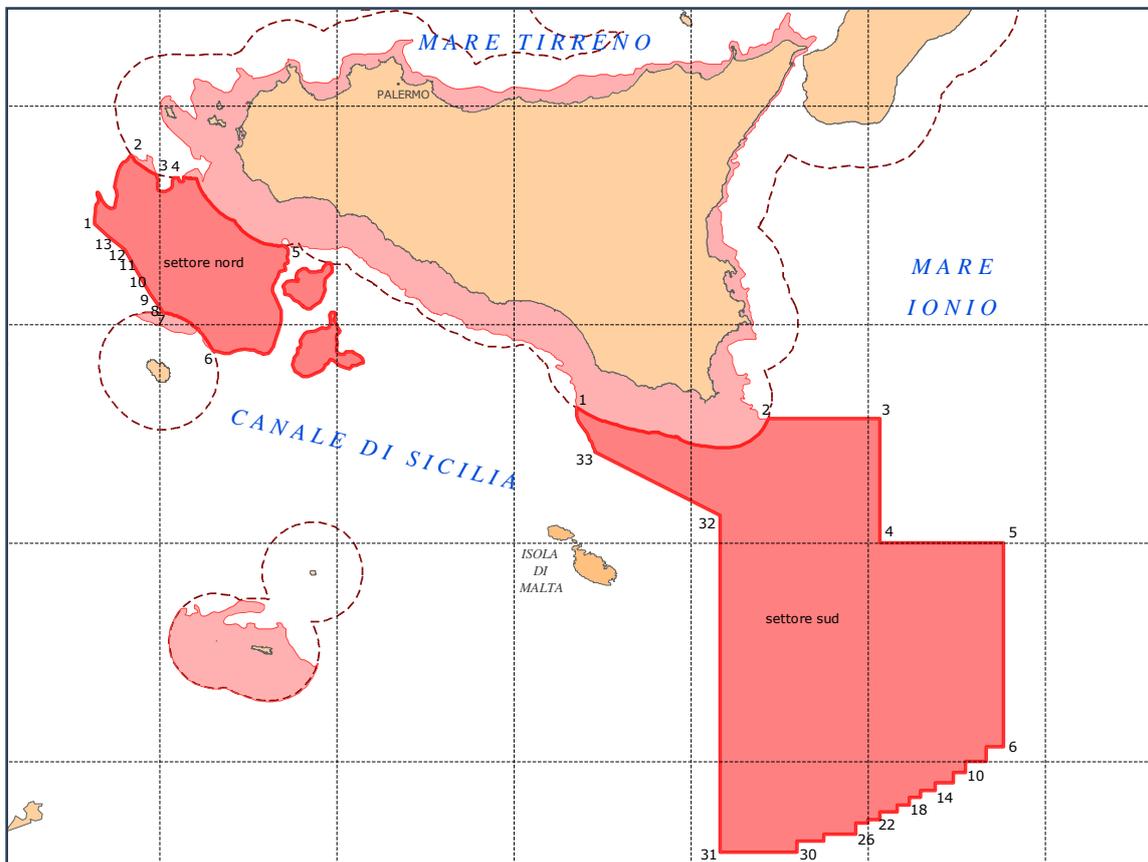
Con la legge 9 gennaio 1991 n. 9 "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale" è stata vietata la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi nelle acque delle isole Egadi.

Con D.M. 27/12/2012 (pubblicato nel B.U.I.G. LVII-2) la zona C è stata ampliata a sud est in una parte della piattaforma continentale italiana del Mare Ionio meridionale tra il meridiano 15°10' (limite definito dalla sentenza della Corte Internazionale di Giustizia del 3/06/85) e da archi di meridiano e parallelo internamente alla linea di delimitazione ITALIA-GRECIA.

La zona C, come istituita, si estende per circa 46.390 km² e costituisce circa l'8% della piattaforma continentale italiana. Con **D.M. 9/08/2013 la zona marina è stata rimodulata** e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è stata ridotta di circa il 30% **da km² 46.390 a km² 32.720**.

La zona C comprende anche due aree isolate delimitate dalla batimetria dei 200 metri. Tali aree non sono state eliminate in applicazione dell'art. 19 della L.613/1967, in modo analogo a quanto fatto per altre zone, in quanto le stesse, essendo confinanti con la contigua zona G, sono utilmente utilizzabili ai fini della presentazione di nuove istanze.

Competenza territoriale: UNMIG di Napoli.



Zona marina "C" (Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)

Riferimenti normativi:

- **Legge 21 luglio 1967 n. 613**
Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale
- **Legge 9 gennaio 1991 n. 9**
Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale
- **Decreto Ministeriale 27 dicembre 2012**
Ampliamento della zona marina "C" aperta alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi in mare.
- **Decreto ministeriale 9 agosto 2013**
Rimodulazione della zona "E" e ricognizione delle zone marine aperte alla presentazione di nuove istanze.

ZONA "D" - MARE ADRIATICO MERIDIONALE E MARE IONIO

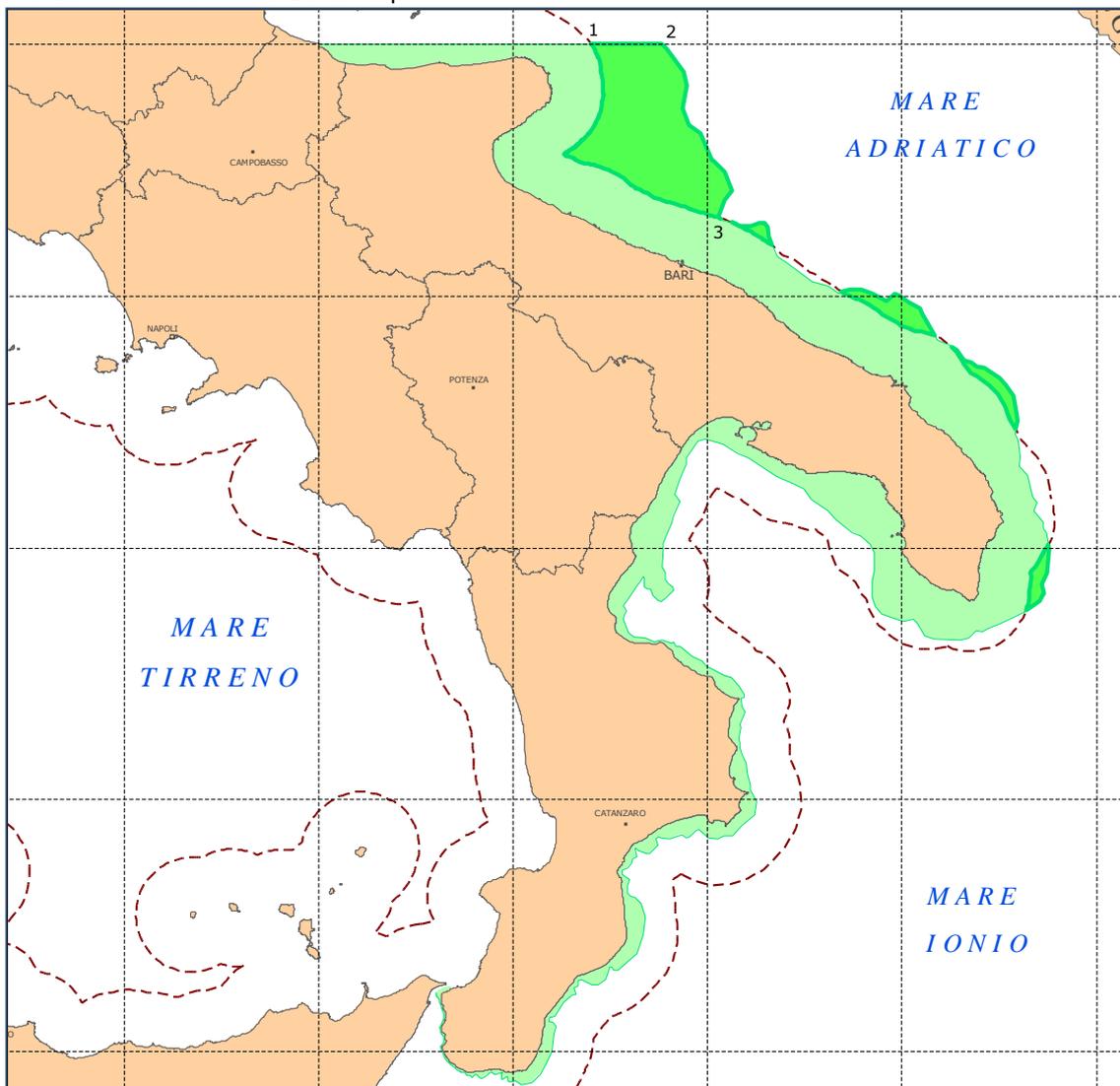
Si estende nel mare Adriatico meridionale e nel mare Ionio; è delimitata ad ovest dalla linea di costa delle regioni Puglia, Basilicata e Calabria, fino allo stretto di Messina; a est dalla isobata dei 200 metri.

La zona D, come istituita, si estende per circa 18.470 km² e costituisce circa il 3% della piattaforma continentale italiana.

Con D. M. 9/08/2013 **la zona marina è stata rimodulata** e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è stata ridotta di circa l'80% **da km² 18.470 a km² 3.570**.

La zona D comprende anche quattro aree isolate, delimitate dalla linea delle 12 miglia marine dalla linea di costa e dalle aree protette marine e costiere e dalla batimetrica dei 200 metri. Tali aree non sono state eliminate in applicazione dell'art. 19 della L.613/1967, in modo analogo a quanto fatto per altre zone, in quanto le stesse, essendo confinanti con la contigua zona F, sono utilmente utilizzabili ai fini della presentazione di nuove istanze.

Competenza territoriale: UNMIG di Napoli.



Zona marina "D" (Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)

Riferimenti normativi:

- **Legge 21 luglio 1967 n. 613**
Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale.
- **Decreto ministeriale 9 agosto 2013**
Rimodulazione della zona "E" e ricognizione delle zone marine aperte alla presentazione di nuove istanze.

ZONA "E" - MAR LIGURE, MARE TIRRENO, MARE DI SARDEGNA

Si estende nel mare Ligure, nel mare Tirreno e nel mare di Sardegna; è delimitata da un lato dalla linea di costa delle regioni Liguria, Toscana, Lazio, Campania, Basilicata e Calabria, fino allo stretto di Messina, per la parte continentale e dalla linea di costa della regione Sardegna nella parte insulare; dall'altro lato è delimitata dalla isobata dei 200 metri. A nord delle coste sarde, nell'area marina delle Bocche di Bonifacio, è delimitata dalla linea di delimitazione ITALIA-FRANCIA.

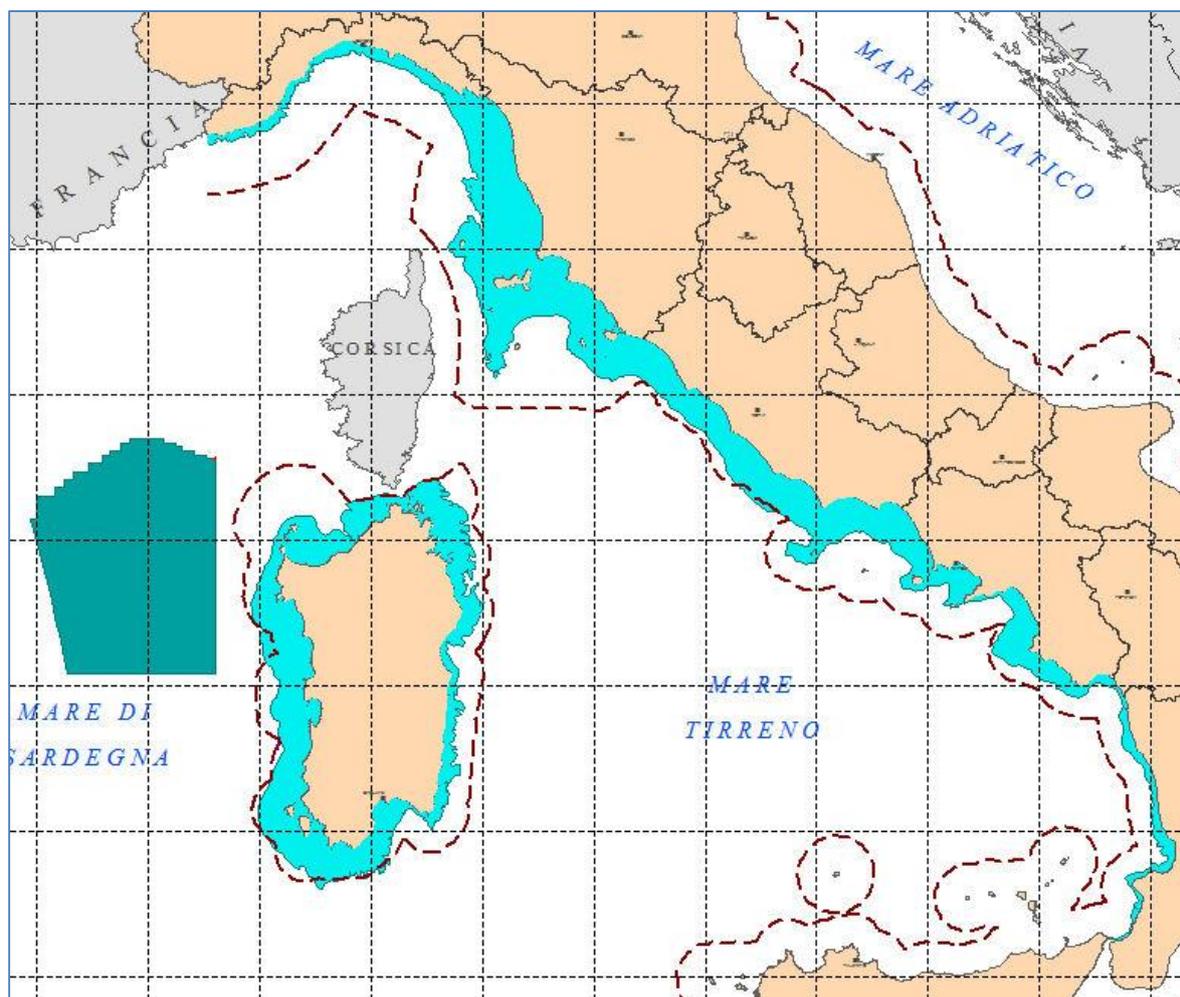
La zona E, come istituita, si estende per circa 39.260 km² e costituisce circa il 7% della piattaforma continentale italiana.

Con la legge 9 gennaio 1991 n. 9 "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale" – è stata vietata la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi nelle acque del Golfo di Napoli e di Salerno.

Essendo interferente per il 99% con la fascia vietata delle 12 miglia marine dalle linee di costa e dalle aree protette, e considerato che le aree residue non potevano essere utilizzabili perché non conformi all'art. 19 della L.613/1967, con il **D.M. 9/08/2013 la zona marina è stata rimodulata e ampliata** fino all'accordo Italia-Spagna e alla linea mediana Italia-Francia, con una distanza dalle coste sarde e dalle aree di tutela ambientale tra i 45 e i 75 km.

Quindi la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è stata ridotta di circa il 65% **da km² 60.150 a km² 20.890.**

Competenza territoriale: UNMIG di Bologna, Roma e Napoli.



Zona marina "E" (Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)

Riferimenti normativi:

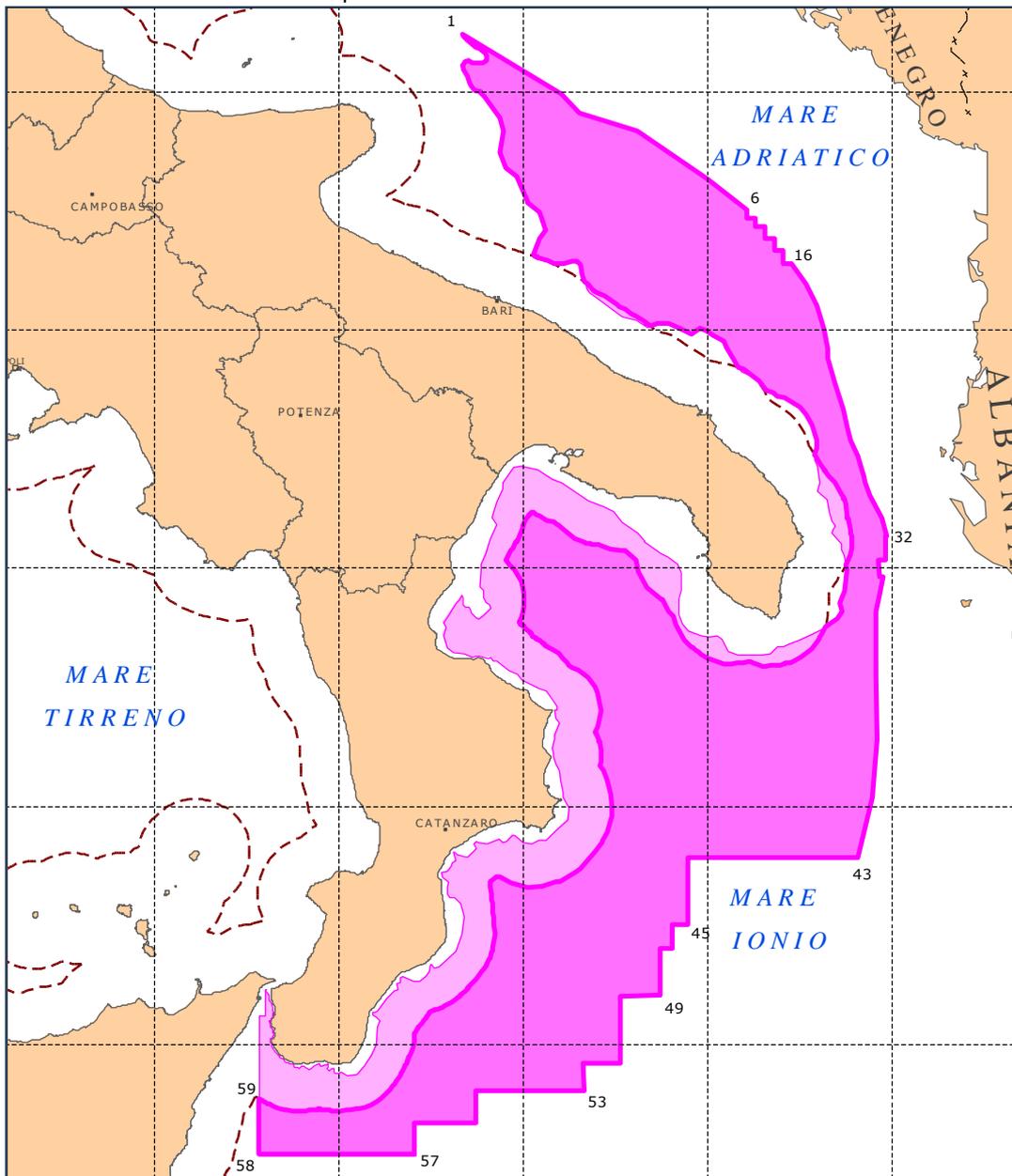
- **Legge 21 luglio 1967 n. 613**
Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale.
- **Decreto ministeriale 9 agosto 2013**
Rimodulazione della zona "E" e ricognizione delle zone marine aperte alla presentazione di nuove istanze.

ZONA "F" - MARE ADRIATICO MERIDIONALE E MARE IONIO.

Si estende nel mare Adriatico meridionale e nel mare Ionio fino allo stretto di Messina; è delimitata ad ovest dalla isobata dei 200 metri; ad est dalle linee di delimitazione ITALIA-CROAZIA, ITALIA-ALBANIA e ITALIA-GRECIA; a sud da archi di meridiano e parallelo.

La zona F, istituita con D.M. 13/06/1975, è stata aperta precedentemente agli accordi con Grecia e Albania, e quindi inizialmente era delimitata da archi di meridiano e parallelo internamente alla linea mediana. Per adeguarla ai citati accordi, con D.M. 30/10/2008, è stata ripermetrata e ampliata sul lato sud, anche in considerazione delle nuove tecnologie che consentono attività minerarie in acque profonde. La zona F, come istituita, si estende per circa 50.520 km² e costituisce circa il 9% della piattaforma continentale italiana. Con **D.M. 9/08/2013 la zona marina è stata rimodulata** e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è stata ridotta di circa il 20% **da km² 50.520 a km² 39.960**.

Competenza territoriale: UNMIG di Napoli.



Zona marina "F" (Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)

Riferimenti normativi:

- **Decreto Ministeriale 13 giugno 1975**
Delimitazione dell'area marina da nominare "zona F" ai fini della ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi
- **Decreto Ministeriale 30 ottobre 2008**
Ampliamento e ripermimetrazione di aree marine aperte alla ricerca e alla coltivazione di idrocarburi.
- **Decreto ministeriale 9 agosto 2013**
Rimodulazione della zona "E" e ricognizione delle zone marine aperte alla presentazione di nuove istanze.

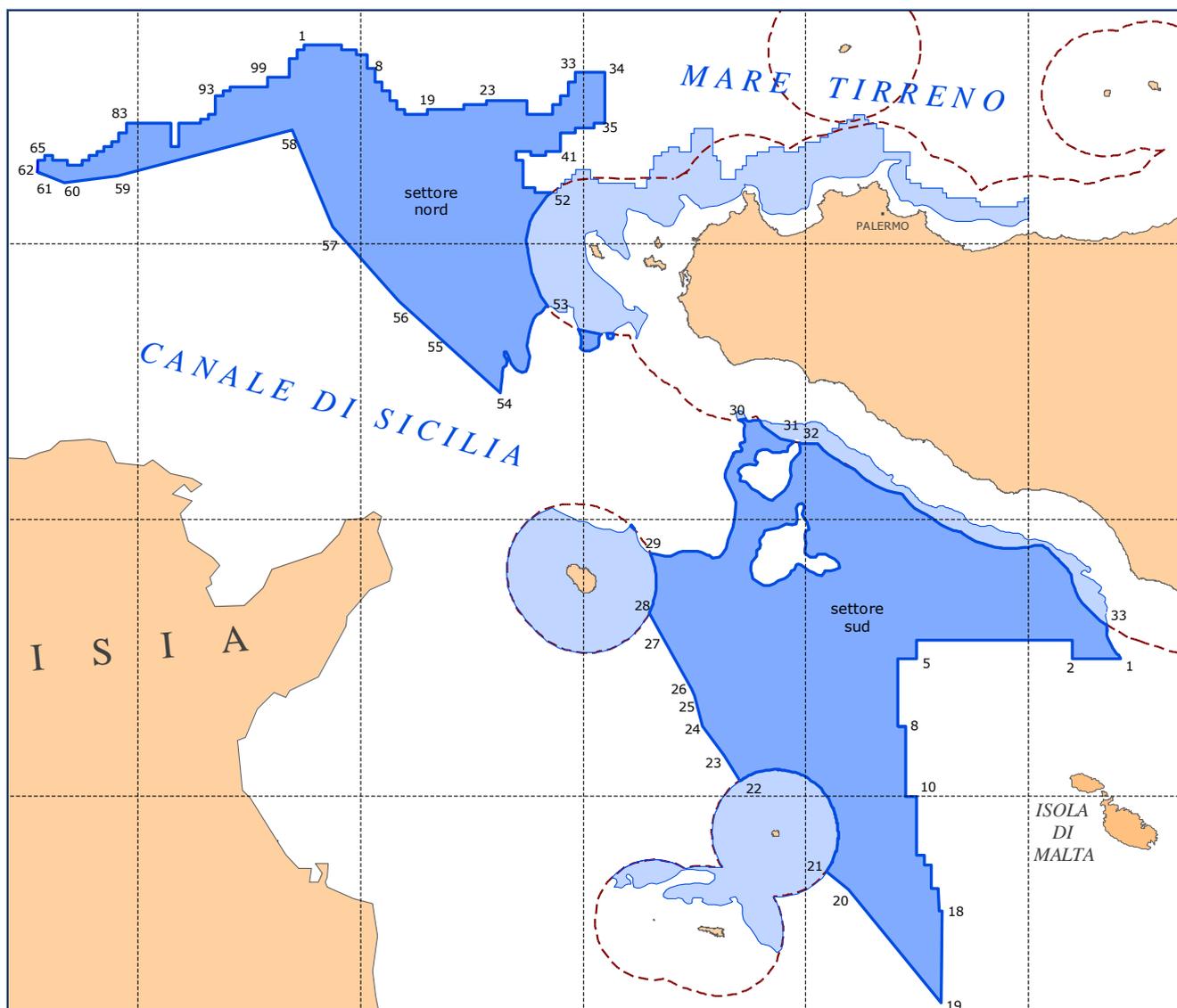
ZONA "G" - MAR TIRRENO MERIDIONALE E CANALE DI SICILIA.

E' divisa in due settori: il settore nord, che si estende nel mare Tirreno meridionale e nel Canale di Sicilia, è delimitato a nord da archi di meridiano e parallelo, a sud ovest dalla linea di delimitazione ITALIA-TUNISIA e a est dalla isobata dei 200 metri. Il settore sud, che si estende nel Canale di Sicilia, è stato recentemente ampliato con D.M. 29/03/2010 ed è delimitato a nord dalla isobata dei 200 metri, a ovest dalla linea di delimitazione ITALIA-TUNISIA e a est da archi di meridiano e parallelo internamente alla linea mediana ITALIA-MALTA.

Con la legge 9 gennaio 1991 n. 9 "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale" – è stata vietata la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi nelle acque delle isole Egadi.

La zona G, come istituita, si estende per circa 36.220 km² e costituisce circa il 7% della piattaforma continentale italiana. Con il **D.M. 9/08/2013 la zona marina è stata rimodulata** e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è stata ridotta di circa il 30% **da km² 36.220 a km² 25.520**.

Competenza territoriale: UNMIG di Napoli.



Zona marina "G" (Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)

Riferimenti normativi:

- **Decreto Ministeriale 26 giugno 1981**
Delimitazione di due aree marine nella piattaforma continentale italiana denominate nel complesso "zona G" ai fini della ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi.
- **Decreto Ministeriale 30 ottobre 2008**
Ampliamento e ripermetroazione di aree marine aperte alla ricerca e alla coltivazione di idrocarburi.
- **Decreto Ministeriale 29 marzo 2010**
Aree marine aperte alla ricerca e coltivazione di idrocarburi. Ampliamento della "Zona G".
- **Decreto ministeriale 9 agosto 2013**
Rimodulazione della zona "E" e ricognizione delle zone marine aperte alla presentazione di nuove istanze.

TITOLI MINERARI PER LA PROSPEZIONE, LA RICERCA E LA COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI IN MARE

Nel corso degli ultimi anni si è consolidata la tendenza, iniziata nella seconda metà degli anni '90, alla riduzione del numero di titoli minerari e della superficie totale da essi occupata.

Mentre nei primi anni '90 erano attivi oltre 80 permessi di ricerca in mare, al 31 dicembre 2014 sono vigenti 22 permessi di ricerca per un totale di 6.879 km² di area occupata. Negli ultimi anni si è invece registrato un leggero aumento del numero delle concessioni di coltivazione; al 31 dicembre 2014 sono vigenti 69 concessioni per un totale di 9.150 km² di area occupata.

Va precisato che l'area di un titolo minerario è definita secondo criteri stabiliti dalla normativa vigente ed ha generalmente un'estensione di alcuni chilometri quadrati. Tale area costituisce la zona in cui il titolare può operare in esclusiva e, in genere, risulta molto superiore rispetto a quella effettivamente occupata dagli impianti. Quindi le aree ricadenti nell'ambito di un titolo minerario non risultano interessate dalle attività di ricerca e coltivazione se non nelle ridotte porzioni in cui sono realizzati gli impianti, previa specifiche autorizzazioni.

Al fine di rendere evidente l'impatto delle attività rispetto all'area complessiva dei titoli, sono state elaborate e pubblicate nella sezione "Cartografia" del sito internet DGRME le carte dei titoli minerari e degli impianti, dove, vengono riportati rispettivamente i titoli detenuti da permissionari e concessionari e l'ubicazione degli impianti.

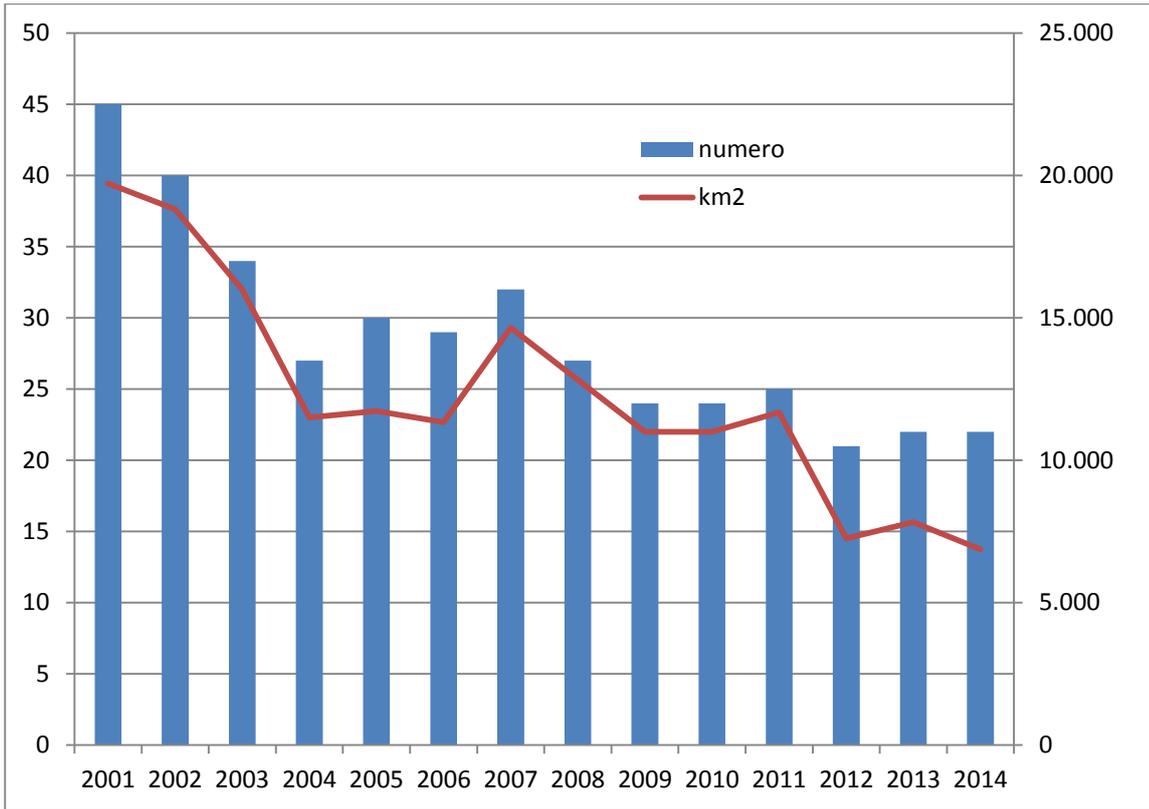
PERMESSI DI RICERCA

Anni 2001-2014

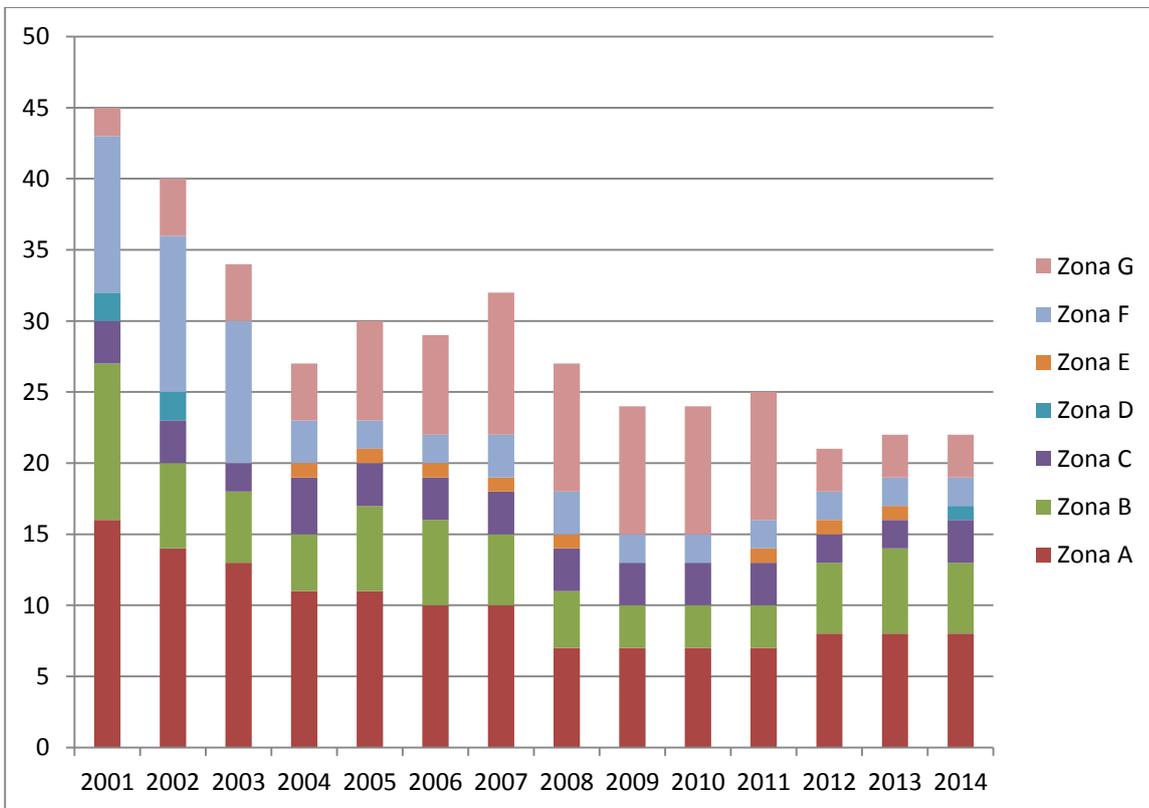
	numero	km ²
2001	45	19.719
2002	40	18.818
2003	34	15.996
2004	27	11.502
2005	30	11.726
2006	29	11.343
2007	32	14.654
2008	27	12.825
2009	24	11.006
2010	24	11.006
2011	25	11.689
2012	21	7.252
2013	22	7.827
2014	22	6.879

	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D	Zona E	Zona F	Zona G	Totale
2001	16	11	3	2	0	11	2	45
2002	14	6	3	2	0	11	4	40
2003	13	5	2	0	0	10	4	34
2004	11	4	4	0	1	3	4	27
2005	11	6	3	0	1	2	7	30
2006	10	6	3	0	1	2	7	29
2007	10	5	3	0	1	3	10	32
2008	7	4	3	0	1	3	9	27
2009	7	3	3	0	0	2	9	24
2010	7	3	3	0	0	2	9	24
2011	7	3	3	0	1	2	9	25
2012	8	5	2	0	1	2	3	21
2013	8	6	2	0	1	2	3	22
2014	8	5	3	1	0	2	3	22

Permessi di ricerca in mare distinti per anno e per zona marina



Permessi di ricerca in mare negli anni 2001-2014



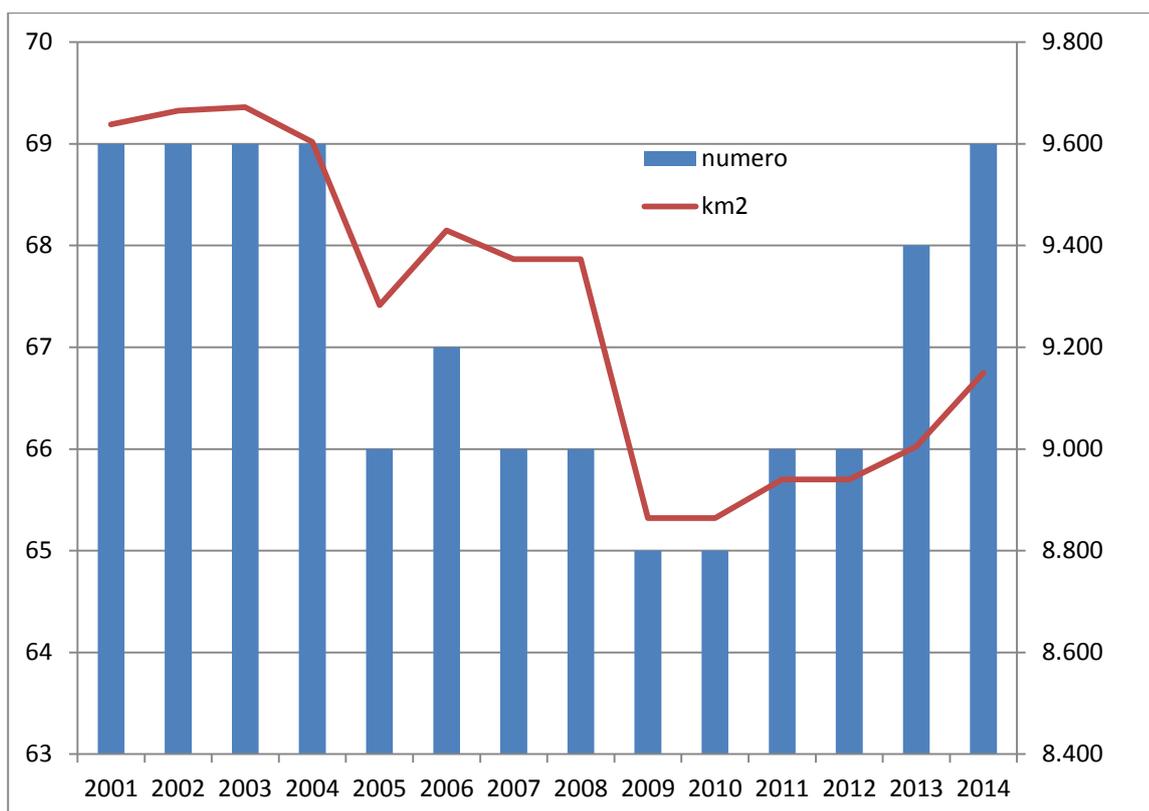
Numero di permessi di ricerca in mare negli anni 2001-2014 distinti per zona marina

CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE

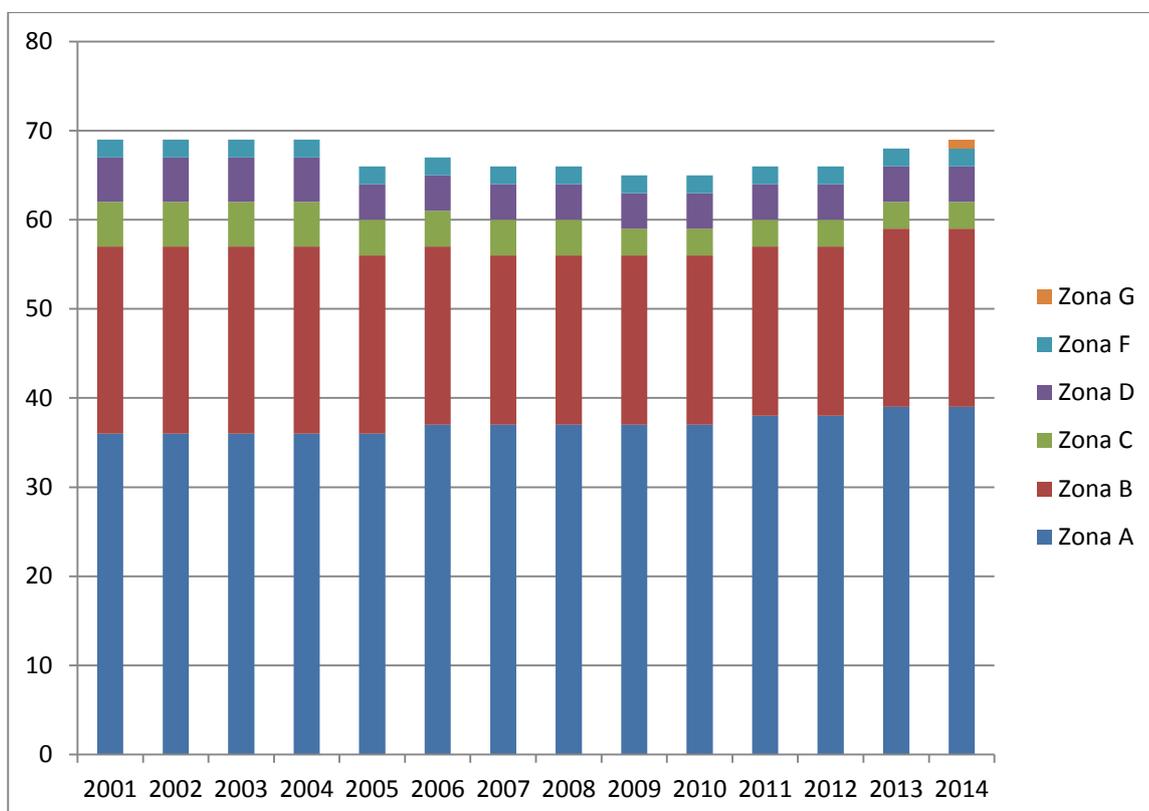
Anni 2001-2014

	numero	km ²		Zona A	Zona B	Zona C	Zona D	Zona F	Zona G	Totale
2001	69	9.638	2001	36	21	5	5	2	0	69
2002	69	9.665	2002	36	21	5	5	2	0	69
2003	69	9.672	2003	36	21	5	5	2	0	69
2004	69	9.604	2004	36	21	5	5	2	0	69
2005	66	9.283	2005	36	20	4	4	2	0	66
2006	67	9.430	2006	37	20	4	4	2	0	67
2007	66	9.373	2007	37	19	4	4	2	0	66
2008	66	9.373	2008	37	19	4	4	2	0	66
2009	65	8.864	2009	37	19	3	4	2	0	65
2010	65	8.864	2010	37	19	3	4	2	0	65
2011	66	8.940	2011	38	19	3	4	2	0	66
2012	66	8.940	2012	38	19	3	4	2	0	66
2013	68	9.005	2013	39	20	3	4	2	0	68
2014	69	9.150	2014	39	20	3	4	2	1	69

Concessioni di coltivazione distinte per anno e per zona marina



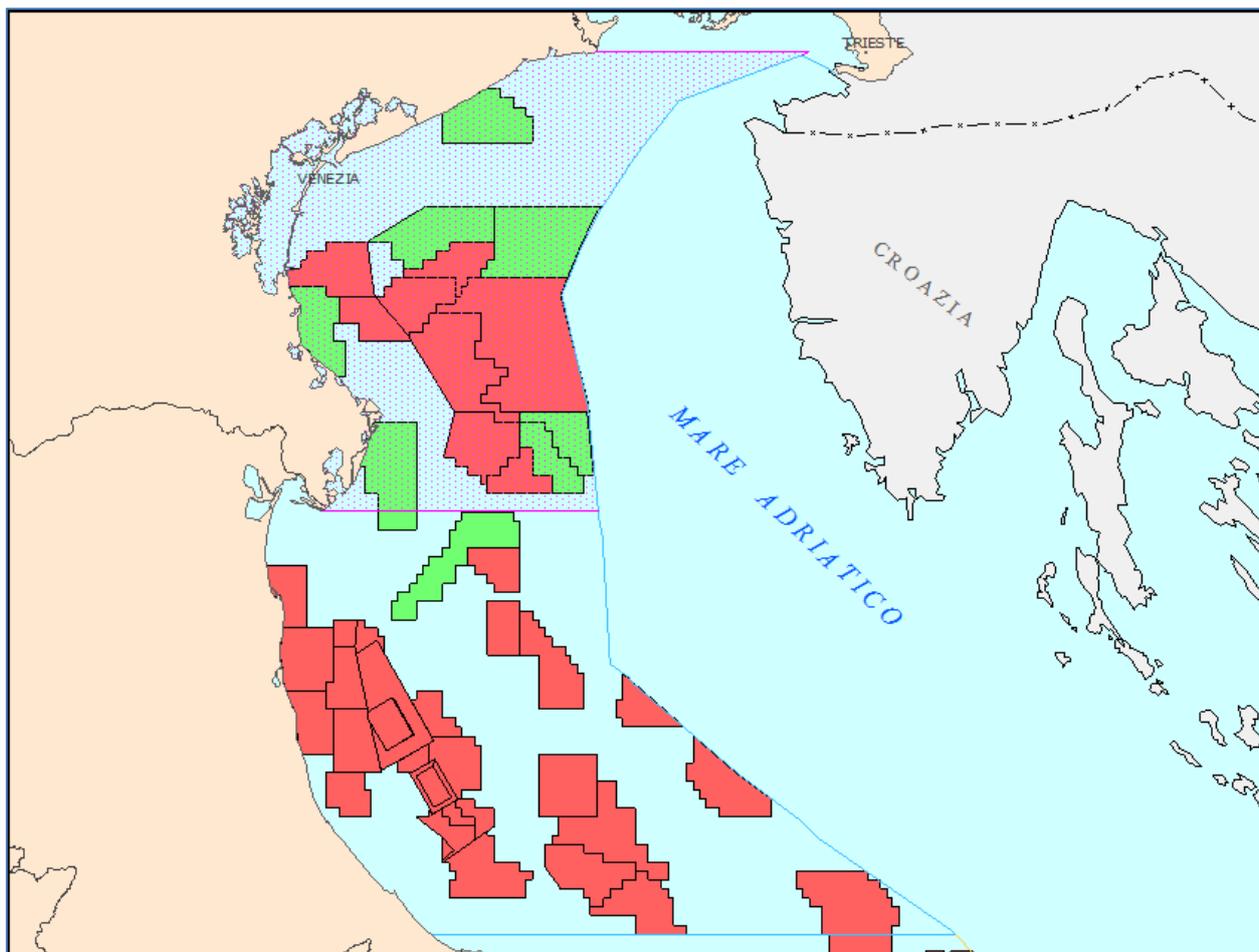
Concessioni di coltivazione in mare negli anni 2001-2014



Numero di concessioni di coltivazione in mare negli anni 2001-2014 distinte per zona marina

Nell'alto Adriatico è presente un'area in cui vige un divieto di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi. Questa zona è soggetta all'accertamento della non sussistenza di rischi apprezzabili di subsidenza sulle coste secondo quanto previsto dal Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112. I titoli minerari già conferiti e vigenti al momento dell'entrata in vigore del D.L. 112/2008 sono attualmente sospesi.

Il divieto di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi si applica fino a quando il Consiglio dei Ministri, d'intesa con la regione Veneto, su proposta del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, non abbia definitivamente accertato la non sussistenza di rischi apprezzabili di subsidenza sulle coste.



Zona vietata alle attività minerarie nel Mare Adriatico settentrionale
(Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)

ISTANZE DI PERMESSO DI RICERCA IN MARE

Sulle aree delle istanze di permesso di ricerca, ovvero le aree richieste da una compagnia petrolifera per ottenere un titolo minerario in cui ricercare idrocarburi liquidi o gassosi, non si svolge alcuna attività.

Tali aree sono interessate solo da un procedimento tecnico-amministrativo, che si svolge in diverse fasi:

- Fase della pubblicazione dell'istanza nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse e nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, da cui decorrono i tre mesi del periodo di concorrenza in cui possono essere presentate istanze sulla stessa area da parte di altri operatori.
- Fase istruttoria, in cui il progetto viene valutato dal Ministero dello sviluppo economico, dal punto di vista minerario e selezionato in base anche alle capacità tecniche-economiche delle società richiedenti. Tale fase si conclude con il parere di un organo consultivo, la Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (CIRM) nell'ambito della quale sono rappresentate le Amministrazioni statali competenti (Ministero dello sviluppo economico, Ministero dell'ambiente, Ministero dell'istruzione, dell'Università e della ricerca, ISPRA, Avvocatura di Stato) nonché i rappresentanti regionali. Per i permessi offshore sono coinvolti anche il Ministero dei Trasporti e quello delle Politiche Agricole e Forestali.
- Fase in cui i progetti sono sottoposti alla procedura di assoggettabilità ambientale e/o all'espressione del giudizio di compatibilità ambientale da parte del Ministero dell'Ambiente o della Regione interessata.

Al termine di questo complesso iter interministeriale, il Ministero dello sviluppo economico emana il decreto di conferimento del titolo minerario esclusivo e nell'area rilasciata possono iniziare le attività vere e proprie che, nel caso dei permessi di ricerca, consistono essenzialmente in rilievi sismici e perforazione di un pozzo esplorativo.

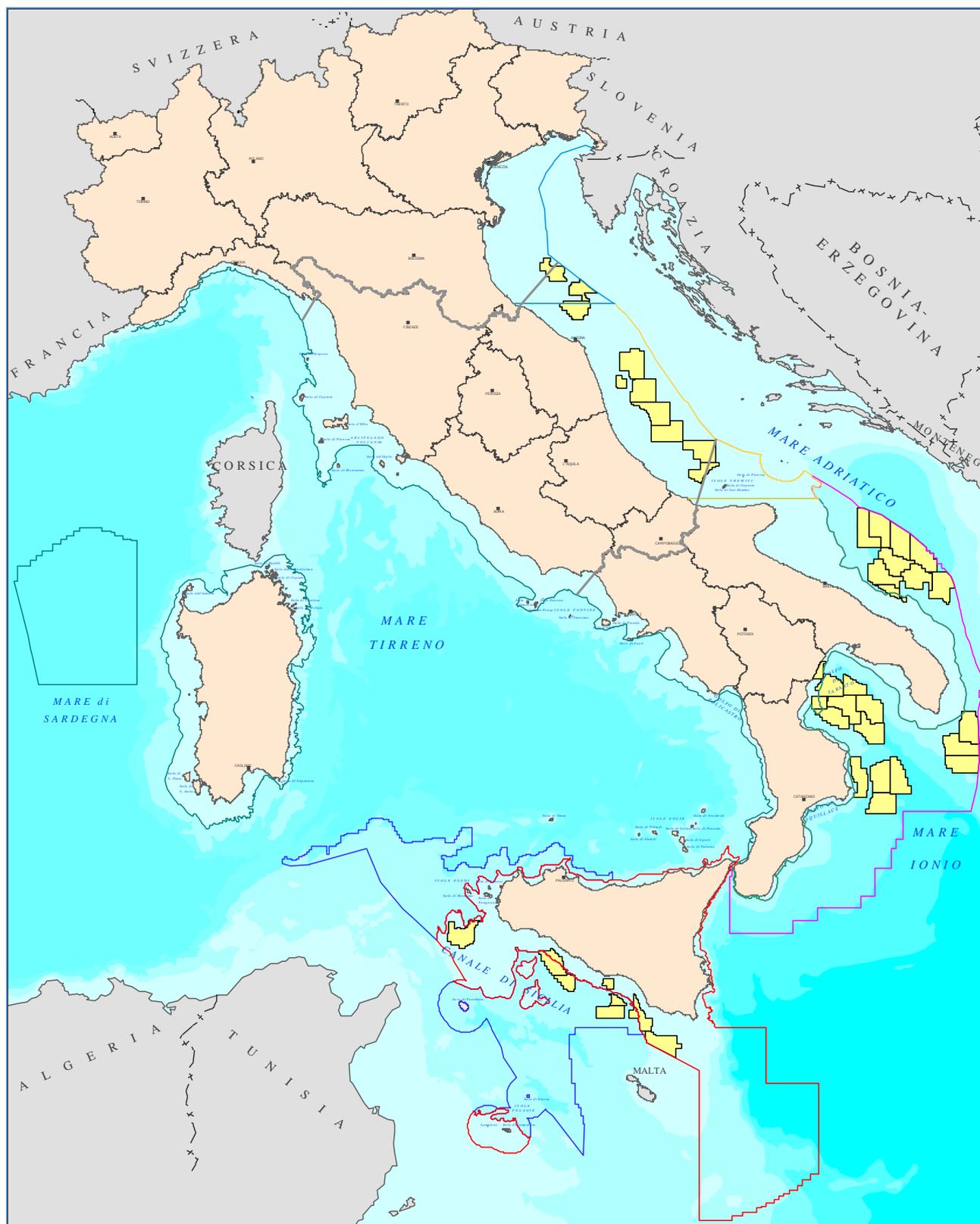
Le attività di perforazione di pozzi per la produzione/coltivazione di idrocarburi possono essere svolte solo dopo il rilascio di una concessione di coltivazione, il cui conferimento richiede un successivo procedimento tecnico-amministrativo sull'area, o su parte di essa, di un permesso di ricerca le cui indagini hanno dato esito positivo, che coinvolge nuovamente i diversi ministeri ed enti locali.

Al 31 dicembre 2014, i procedimenti in corso per la richiesta di permessi di ricerca sono complessivamente 45, di cui:

- 20 istanze in fase pre - istruttoria
- 21 istanze in corso di valutazione ambientale
- 4 istanze in fase di emanazione di decreto di conferimento

Dall'emanazione del **Decreto ministeriale 9 agosto 2013**, che ha rimodulato le zone marine, vietando alle nuove istanze di permesso di ricerca la fascia delle 12 miglia marine dalle linee di costa e dalle aree protette marine e costiere, sono pervenute **n. 19 nuove istanze**, di cui:

- 13 nel mare Adriatico (zone marine A, B e F), in acque profonde tra i 200 e 1000 metri, al largo delle coste romagnole, marchigiane, abruzzesi e pugliesi, ad una distanza tra le 15 e le 36 miglia marine dalle stesse;
- 6 nel mare Ionio (zona marina F), in acque profonde tra i 500 e i 1800 metri, al largo delle coste pugliesi, lucane e calabresi, ad una distanza tra le 13 e le 27 miglia marine dalle stesse.
- Presentate dalle seguenti società: 2 da Adriatic Oil, 6 da Enel Longanesi, 6 da Global Med, 4 da Global Petroleum, 1 da Petroceltic Italia.



Istanze di permesso di ricerca in mare
(Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)

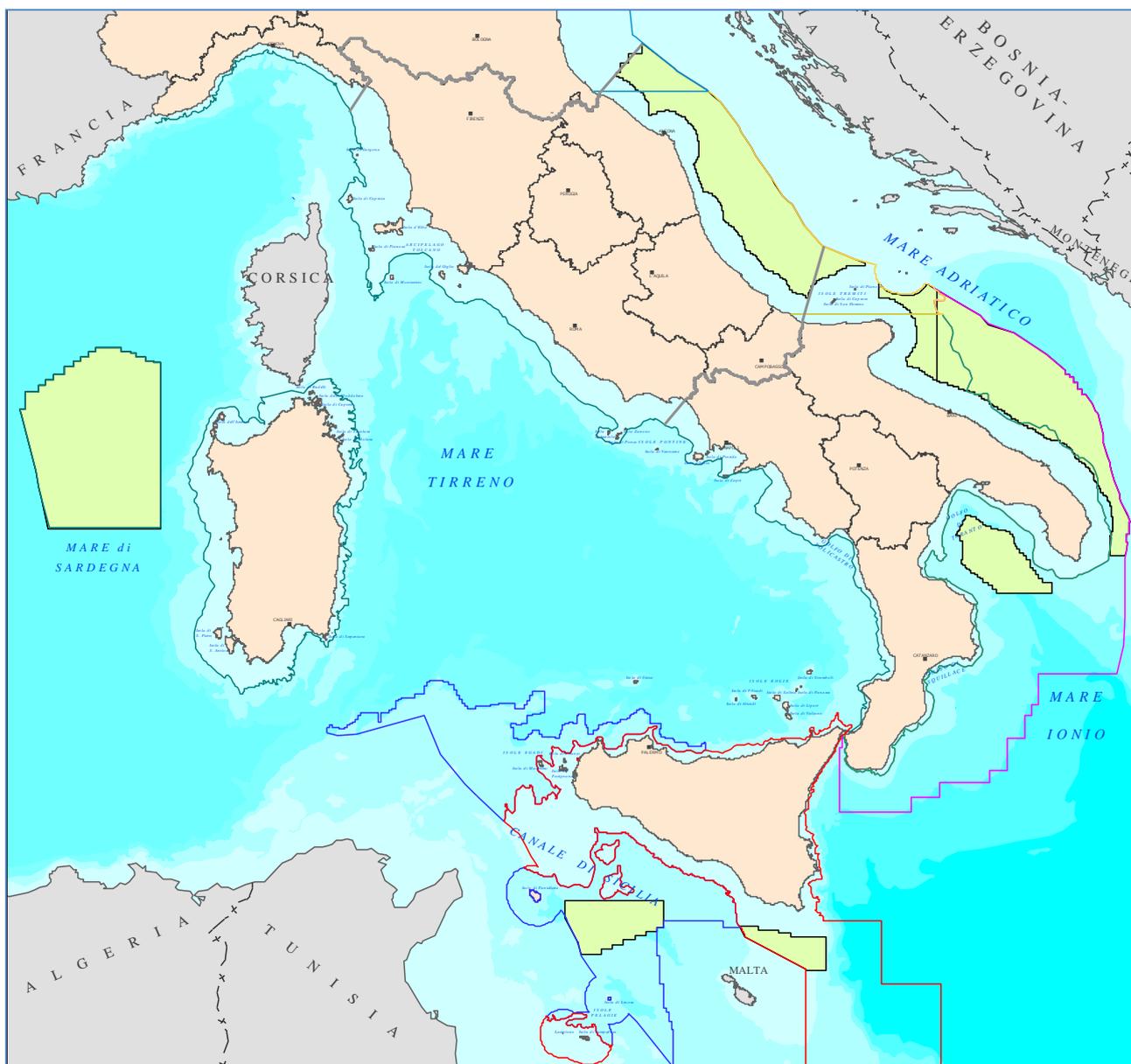
ISTANZE DI PERMESSO DI PROSPEZIONE IN MARE

L'apertura di nuove aree in acque profonde ed ancora inesplorate, ha comportato un aumento di interesse delle società per le attività di prospezione sismica e un incremento nella richiesta di istanze di permesso di prospezione.

Il permesso di prospezione non è un titolo esclusivo e, pur avendo la durata di un anno e limitando le attività alle sole indagini sismiche, prevede comunque un iter autorizzativo complesso che, come per il permesso di ricerca, si avvale del parere della CIRM e coinvolge diversi ministeri ed enti locali.

Tali attività assumono particolare importanza non solo in ambito petrolifero per la ricerca di idrocarburi in mare, ma anche come opportunità di conoscenza scientifica del sottofondo marino, in quanto i risultati delle indagini sismiche e geofisiche e le relative relazioni tecniche finali, devono essere trasmesse periodicamente alla DGRME che, a un anno dalla scadenza del titolo minerario, provvede a renderle disponibili come previsto dalla normativa vigente.

Solo nel primo semestre del 2014, sono pervenute 5 nuove istanze di permesso di prospezione: 2 nella nuova zona marina E, 2 nel Canale di Sicilia e 1 nel mare Ionio, Golfo di Taranto, che si sommano alle 3 precedentemente presentate nel mare Adriatico.



*Istanze di permesso di prospezione in mare
(Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)*

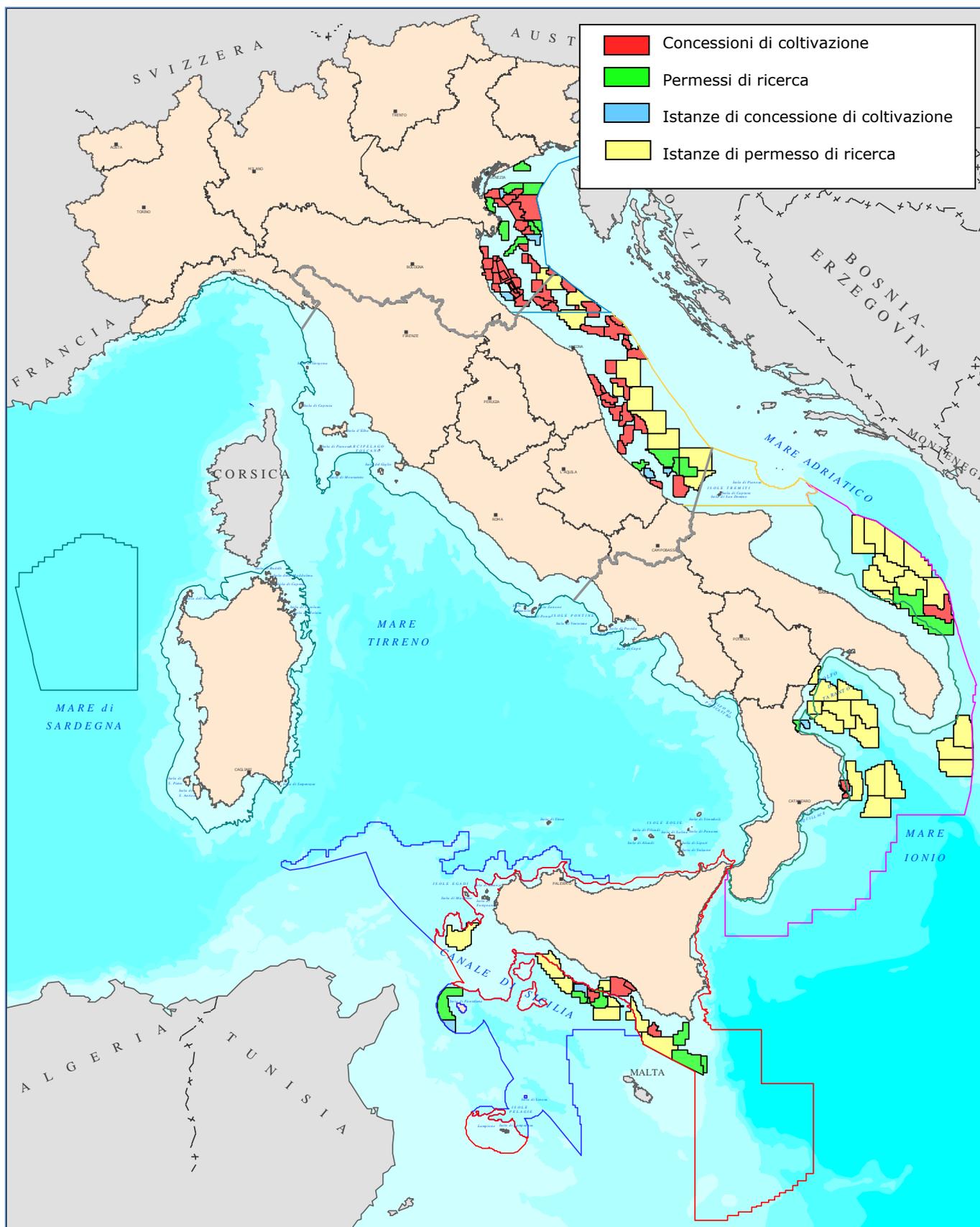
Al 31 dicembre 2014, i procedimenti in corso per la richiesta di permessi di prospezione sono complessivamente 8, di cui:

- 5 istanze in fase pre - istruttoria
- 3 istanze in corso di valutazione ambientale

Attualmente le società che hanno richiesto un permesso di prospezione nei mari italiani sono: Petroleum Geo Services Asia Pacific, Schlumberger Italiana, Spectrum Geo Limited e TGS-NOPEC Geophysical Company Asa.

Il patrimonio di conoscenza che potrebbe derivare dalle attività nell'ambito di permessi di prospezione, unito a quello realizzato dalle campagne di ricerca da parte di Istituti scientifici italiani e stranieri, se opportunamente gestito, può costituire la base delle future attività non solo industriali ed economiche nel Mare Mediterraneo, ma anche per la salvaguardia e la protezione dell'ambiente marino.

CARTA DEI TITOLI MINERARI IN MARE - SITUAZIONE AL 31 DICEMBRE 2014



(Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)

PERFORAZIONI

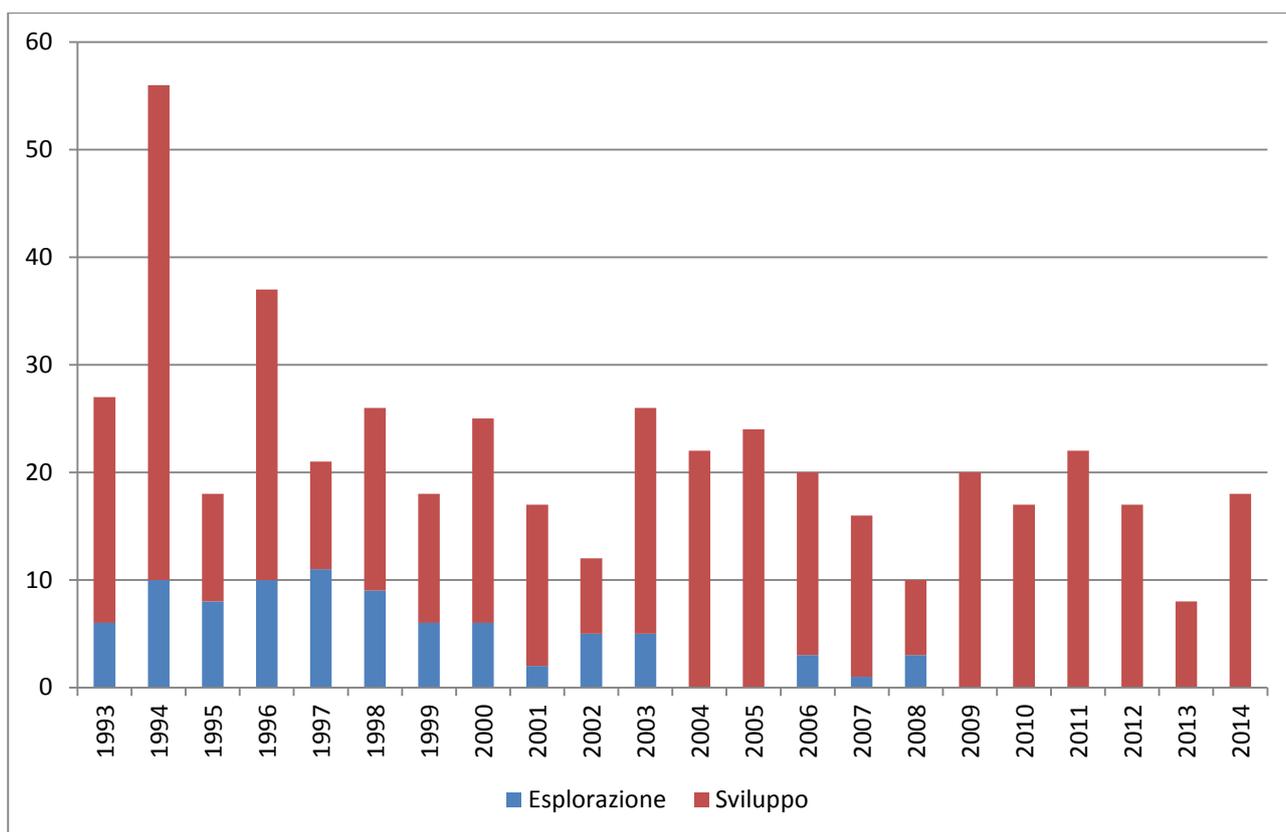
DATI STORICI 1991 - 2014

L'attività di ricerca di nuovi giacimenti in mare ha visto il suo massimo periodo di espansione nei primi anni 90 con una media di circa 80 nuovi pozzi perforati all'anno dei quali una buona parte di tipo esplorativo. Dalla seconda metà degli anni 90 il numero di nuove perforazioni in mare è andato gradualmente a ridursi e nell'ultimo decennio si è assistito ad una progressiva diminuzione dell'attività di ricerca di nuovi giacimenti.

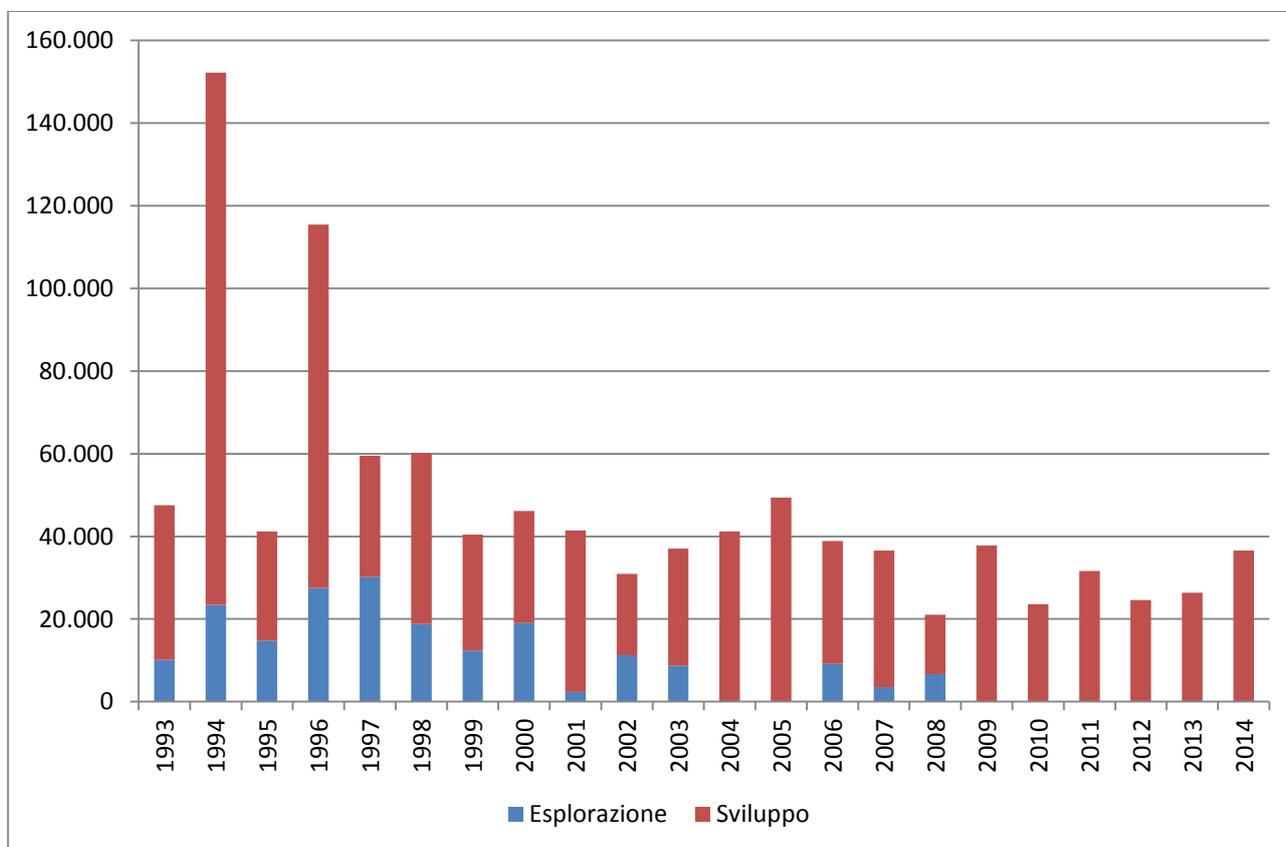
L'attività degli operatori è ormai quasi esclusivamente orientata alla ottimizzazione e allo sviluppo dei giacimenti noti piuttosto che alla ricerca di nuove risorse. In particolare dal 2008 al 2014 sono stati effettuati meno di 20 nuovi pozzi all'anno, nessuno dei quali di tipo esplorativo.

Anche dal punto di vista dei ritrovamenti l'ultimo decennio è risultato poco incoraggiante con soli 11 pozzi esplorativi con esito positivo a gas e con il solo pozzo "Ombrina Mare 2 dir" con esito positivo ad olio.

Anno	Numero pozzi effettuati			Metri perforati		
	Esplorazione	Sviluppo	TOTALE	Esplorazione	Sviluppo	TOTALE
1991	26	54	80	52.094	187.105	239.199
1992	15	73	88	39.718	222.934	262.652
1993	6	21	27	10.123	37.414	47.537
1994	10	46	56	23.467	128.733	152.200
1995	8	10	18	14.793	26.375	41.168
1996	10	27	37	27.550	87.911	115.461
1997	11	10	21	30.266	29.285	59.551
1998	9	17	26	18.794	41.448	60.242
1999	6	12	18	12.374	28.086	40.460
2000	6	19	25	19.065	27.058	46.123
2001	2	15	17	2.325	39.086	41.411
2002	5	7	12	11.200	19.699	30.899
2003	5	21	26	8.658	28.380	37.038
2004	0	22	22	0	41.189	41.189
2005	0	24	24	0	49.399	49.399
2006	3	17	20	9.139	29.714	38.853
2007	1	15	16	3.517	33.027	36.544
2008	3	7	10	6.673	14.330	21.003
2009	0	20	20	0	37.770	37.770
2010	0	17	17	0	23.568	23.568
2011	0	22	22	0	31.621	31.621
2012	0	17	17	0	24.561	24.561
2013	0	8	8	0	26.386	26.386
2014	0	18	18	0	36.549	36.549



Numero dei pozzi perforati in mare negli anni 1993-2014



Metri perforati in mare negli anni 1993-2014

RITROVAMENTI IN MARE NEGLI ANNI 2002-2014

Anno	Zona A	Zona B	Zona G
2002		CALIPSO 003 DIR A CALIPSO 004 DIR A DIDONE 002	PANDA 001
2003	ANNAMARIA 002 ARMIDA 001 DIR A		PANDA OVEST 001
2006	BENEDETTA 001 DIR		ARGO 001
2008		OMBRINA MARE 002 DIR	CASSIOPEA 001 DIR ARGO 002

ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE IN MARE NELL'ANNO 2014

Nel corso dell'anno 2014 l'attività di perforazione in mare ha interessato 7 postazioni, relative ad attività di sviluppo.

Nel corso dell'anno non è stato effettuato nessun nuovo pozzo esplorativo.

POZZI PERFORATI NEL CORSO DELL'ANNO 2014

	Nome pozzo	Data di inizio	Data di fine	Scopo	Esito	Metri perforati nell'anno 2014
1	ANEMONE 012 DIR B	22/11/2014	(*)	Sviluppo		3.508
2	BARBARA D 031 DIR B	26/04/2014	20/06/2014	Sviluppo	Gas	2.108
3	BARBARA D 034 DIR B	04/02/2014	14/04/2014	Sviluppo	Gas	1.196
4	ELETTRA 003	19/04/2014	22/06/2014	Sviluppo	Gas	1.185
5	FAUZIA 002	30/04/2014	04/08/2014	Sviluppo	Gas	2.308
6	FAUZIA 003 DIR	07/05/2014	27/08/2014	Sviluppo	Gas	2.387
7	REGINA 004 DIR B	02/01/2015	19/12/2014	Sviluppo	Gas	2.075

(*) pozzi non ancora ultimati alla data del 31/12/2014

Sempre nel corso dell'anno 2014 è stato ultimato il seguente pozzo perforato nell'anno 2013

	Nome pozzo	Data di inizio	Data di fine	Scopo	Esito	Metri perforati nell'anno 2014
1	ARMIDA 004 DIR A	19/08/2013	10/02/2014	Sviluppo	Gas	-

PROGETTO VIDEPI

Il progetto VIDEPI (Visibilità dei dati afferenti all'attività di esplorazione petrolifera in Italia) proposto e diretto dalla Società Geologica Italiana e finanziato da Assomineraria (Associazione delle compagnie petrolifere attive in Italia), nasce con l'obiettivo di rendere facilmente accessibili i documenti tecnici relativi all'attività petrolifera in Italia.

Infatti, visti gli obblighi della normativa vigente, a decorrere dal 1957, di redigere e trasmettere all'UNMIG rapporti tecnici progressivi sulle attività (cartografie, carte strutturali, profili finali dei pozzi, ecc.), risulta evidente come si sia venuta a costituire in questi 50 anni un'importante base di dati, sia sul sottosuolo che sulle attività di upstream petrolifero nell'offshore italiano.

La stessa legge prevede che i documenti consegnati divengano di pubblica disponibilità dopo un anno dalla cessazione del titolo per il quale erano stati prodotti.

È in quest'ottica che nasce il progetto VIDEPI, con lo scopo di rendere di più facile consultazione tale documentazione attraverso un processo di riorganizzazione e digitalizzazione del materiale archiviato presso le Sezioni UNMIG e messo a disposizione dal Ministero dello Sviluppo Economico.

In seguito al processo di digitalizzazione, l'intera documentazione è stata affidata alla Biblioteca di area scientifico tecnologica dell'Università Roma Tre (BAST), secondo gli accordi stabiliti con il Ministero stesso, dove è tutt'ora consultabile, mentre l'intera banca dati è stata resa disponibile gratuitamente al pubblico tramite il sito internet: <http://www.videpi.com>.



Nel 2014 il progetto è stato oggetto di una nuova fase, relativa all'aggiornamento della banca dati esistente. In particolare è stato avviato il procedimento di implementazione della banca dati con i rapporti, i dati di pozzo, le carte e le sezioni sismiche dei titoli minerari scaduti relativi agli anni 2008-2013, ed è stata effettuata una revisione di tutta la documentazione con l'intento di colmare eventuali errori di classificazione, lacune e mancanza di dati allegati. È stata aggiunta la documentazione di 36 permessi di ricerca e 3 concessioni di coltivazione, con relativi rapporti tecnici, opportunamente georiferiti e catalogati all'interno delle sezioni previste.

Un'ulteriore novità risiede nell'integrazione con il progetto CROP, nello specifico nella georeferenziazione delle linee sismiche acquisite. Il progetto, nato e realizzato dalla collaborazione di ENEL- AGIP e CNR, ha visto l'acquisizione di più di 10.000 km di linee sismiche a riflessione per l'indagine della crosta profonda che assieme alla sismica risonante costituiscono

certamente un contributo prezioso anche nell'ambito della ricerca mineraria. Nel sistema sarà inserita, a completamento delle informazioni rese pubbliche nel progetto VIDEPI, anche la cartografia ufficiale del progetto CARG condotto dall'ISPRA.

Riguardo alle attività in mare, nella banca dati del progetto sono disponibili informazioni relative a:

- 578 linee sismiche della campagna di sismica risonante delle zone marine
- 44 linee sismiche marine CROP
- 324 profili finali di pozzo di pozzi perforati in mare
- 666 fascicoli di titoli minerari cessati ubicati in mare

PRODUZIONI

DATI STORICI DI PRODUZIONE

La produzione nazionale di gas nell'anno 2014 è stata di 7.286 milioni di Sm³ e di questi 4.863 milioni sono stati prodotti da giacimenti in mare (67%). La produzione di olio nel 2014 è stata di 5,75 milioni di tonnellate di cui 0,75 milioni sono state prodotte in mare (13%).

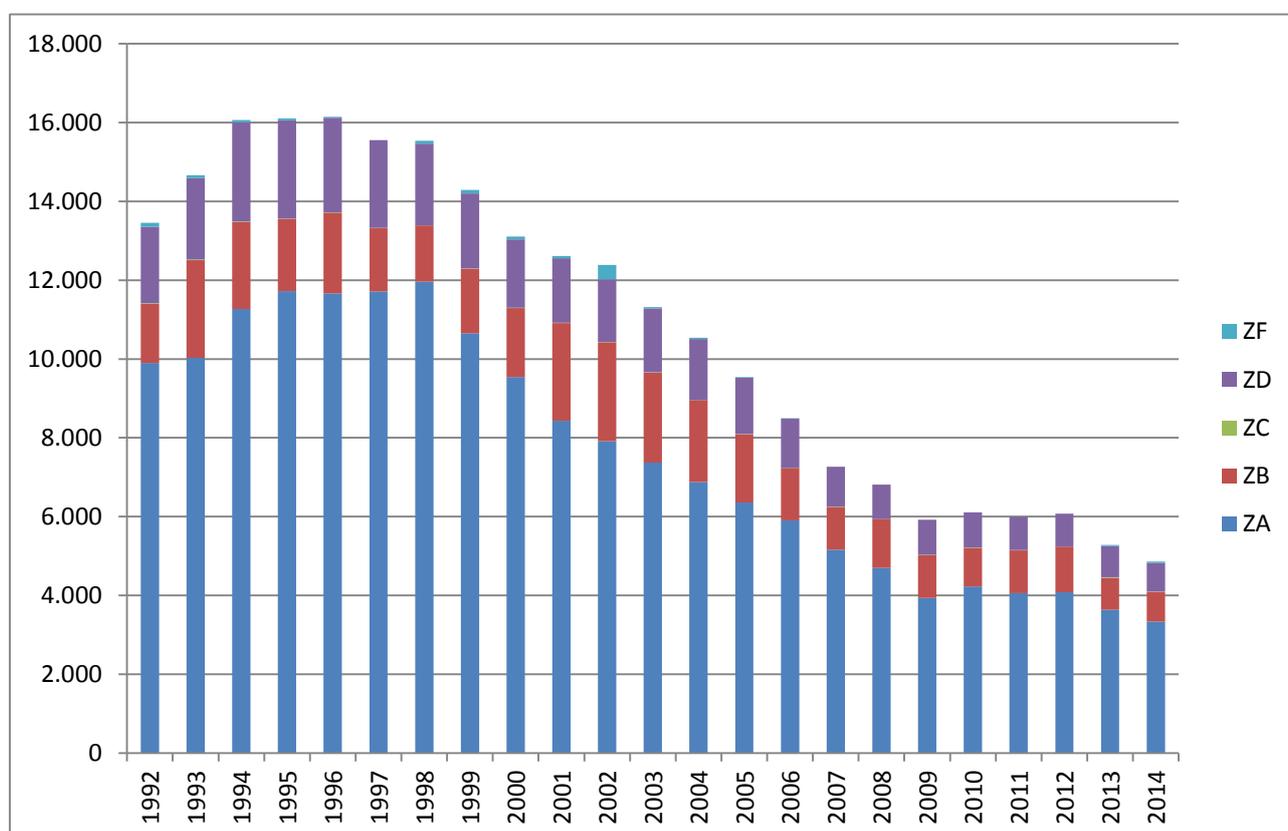
RAPPORTO TRA PRODUZIONE E CONSUMI DI IDROCARBURI (milioni di tep)

	Consumi anno 2013 [milioni di tep]	Produzione nazionale anno 2014 [milioni di tep]	% della produzione sul consumo nazionale	Produzione da campi in mare anno 2014 [milioni di tep]	% della produzione in mare sul consumo nazionale
GAS	57,39	5,97	10,4%	3,99	6,9%
OLIO	58,34	5,75	9,9%	0,75	1,3%
Totale	115,74	11,72	10,1%	4,74	4,1%

In mancanza del dato 2014 si riportano i consumi di idrocarburi dell'anno 2013
1.000 Sm³ di gas = 0.82 tep (tonnellate equivalente di petrolio)

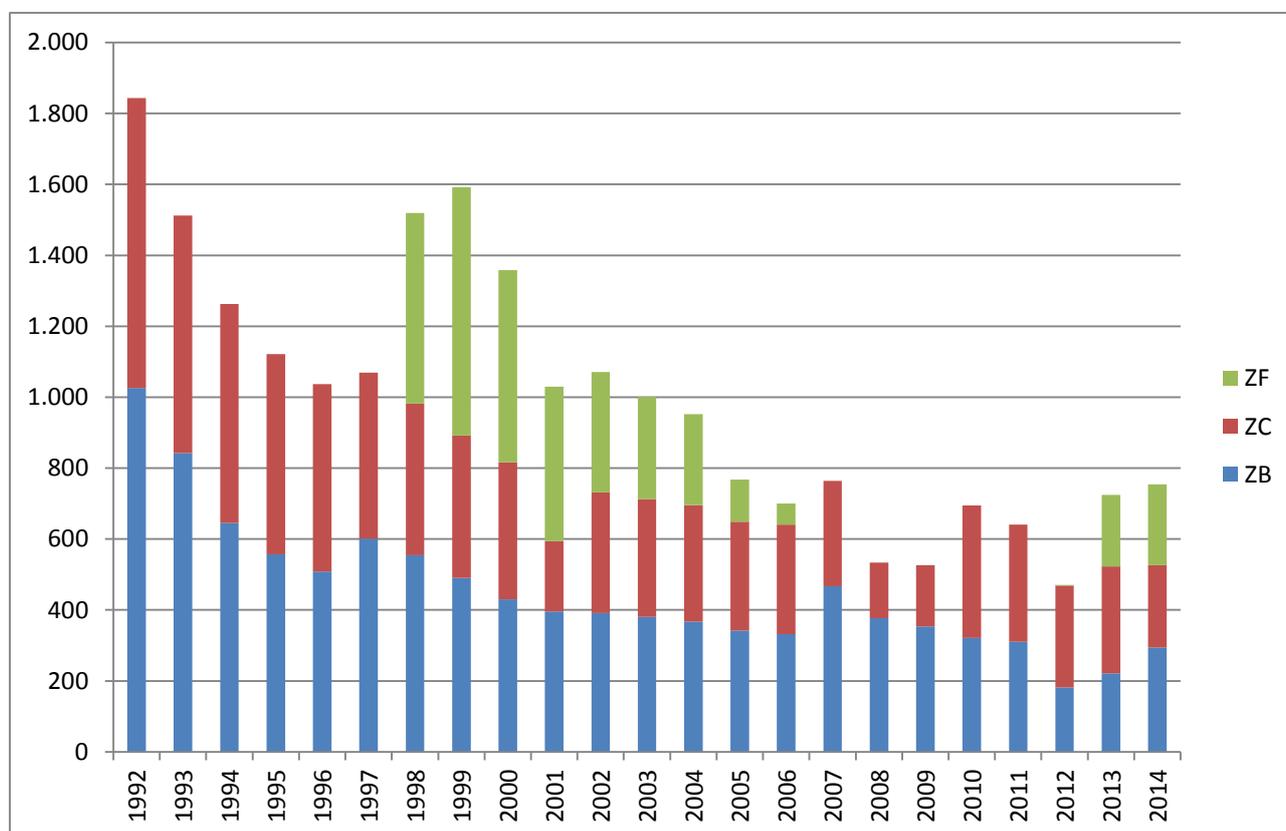
PRODUZIONE DI GAS NATURALE DISTINTA PER ZONE
(milioni di Sm³) - ANNI 1992-2014

	ZA	ZB	ZC	ZD	ZF	Totale
1992	9.899	1.502	15	1.937	103	13.457
1993	10.030	2.479	15	2.069	70	14.663
1994	11.265	2.210	11	2.520	61	16.067
1995	11.720	1.831	11	2.494	48	16.104
1996	11.663	2.056	8	2.396	20	16.144
1997	11.716	1.602	6	2.227	0	15.552
1998	11.965	1.422	6	2.072	72	15.538
1999	10.651	1.641	6	1.905	89	14.292
2000	9.541	1.755	6	1.735	68	13.104
2001	8.434	2.479	4	1.639	55	12.611
2002	7.916	2.513	5	1.587	369	12.390
2003	7.372	2.286	4	1.621	37	11.320
2004	6.878	2.079	5	1.545	32	10.539
2005	6.358	1.738	4	1.428	15	9.543
2006	5.907	1.324	5	1.252	7	8.494
2007	5.163	1.083	4	1.016	0	7.267
2008	4.700	1.234	4	877	0	6.815
2009	3.939	1.084	4	892	0	5.919
2010	4.230	979	5	896	0	6.110
2011	4.055	1.089	5	849	0	5.997
2012	4.086	1.153	4	830	0	6.074
2013	3.633	813	16	792	30	5.284
2014	3.337	755	4	734	33	4.863



PRODUZIONE DI OLIO DISTINTA PER ZONE
(migliaia di Tonnellate) - ANNI 1992-2014

	ZB	ZC	ZF	Totale
1992	1.026	817	0	1.843
1993	842	670	0	1.511
1994	645	618	0	1.262
1995	557	564	0	1.121
1996	508	529	0	1.037
1997	601	468	0	1.069
1998	554	428	537	1.520
1999	490	402	700	1.592
2000	430	386	542	1.358
2001	396	198	436	1.031
2002	391	341	339	1.071
2003	381	332	288	1.002
2004	367	329	256	952
2005	342	307	119	768
2006	332	309	59	700
2007	467	297	0	764
2008	377	157	0	534
2009	354	172	0	526
2010	321	374	0	695
2011	310	331	0	640
2012	182	287	2	471
2013	221	302	201	724
2014	294	232	228	754



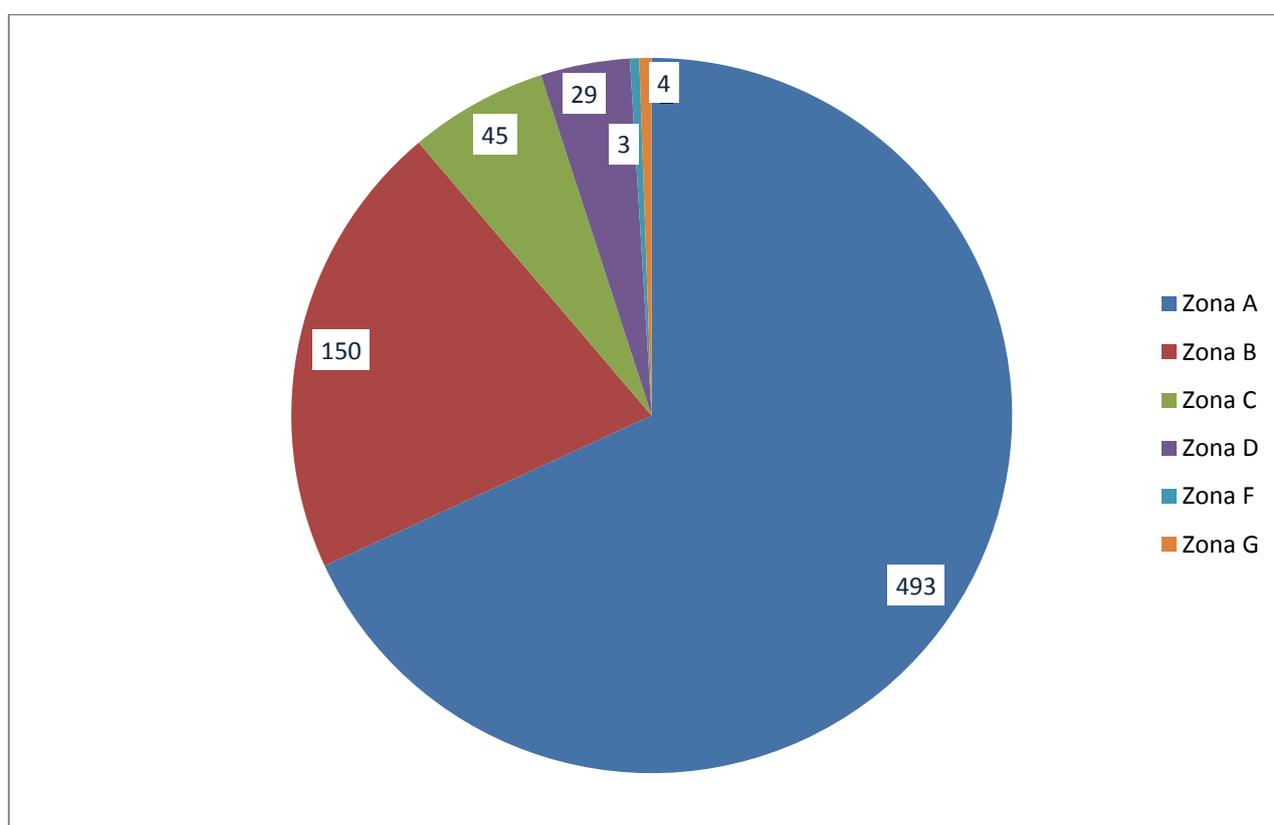
Produzione di olio in mare distinta per zone (migliaia di tonnellate) – Anni 1992-2014

POZZI PRODUTTIVI

Nell'offshore italiano al 31 dicembre 2014 erano presenti 724 pozzi attivi dei quali 361 in produzione (305 produttivi a gas e 56 produttivi ad olio), 349 potenzialmente produttivi ma non eroganti, e 14 utilizzati per monitoraggio e altri scopi. I 305 pozzi produttivi a gas sono ubicati in Zona A (230), in Zona B (47) e in Zona D (28). I 56 pozzi produttivi ad olio sono ubicati in Zona B (32 pozzi), in Zona C (22) e in Zona F (2).

POZZI ATTIVI NELL'OFFSHORE ITALIANO AL 31 DICEMBRE 2014

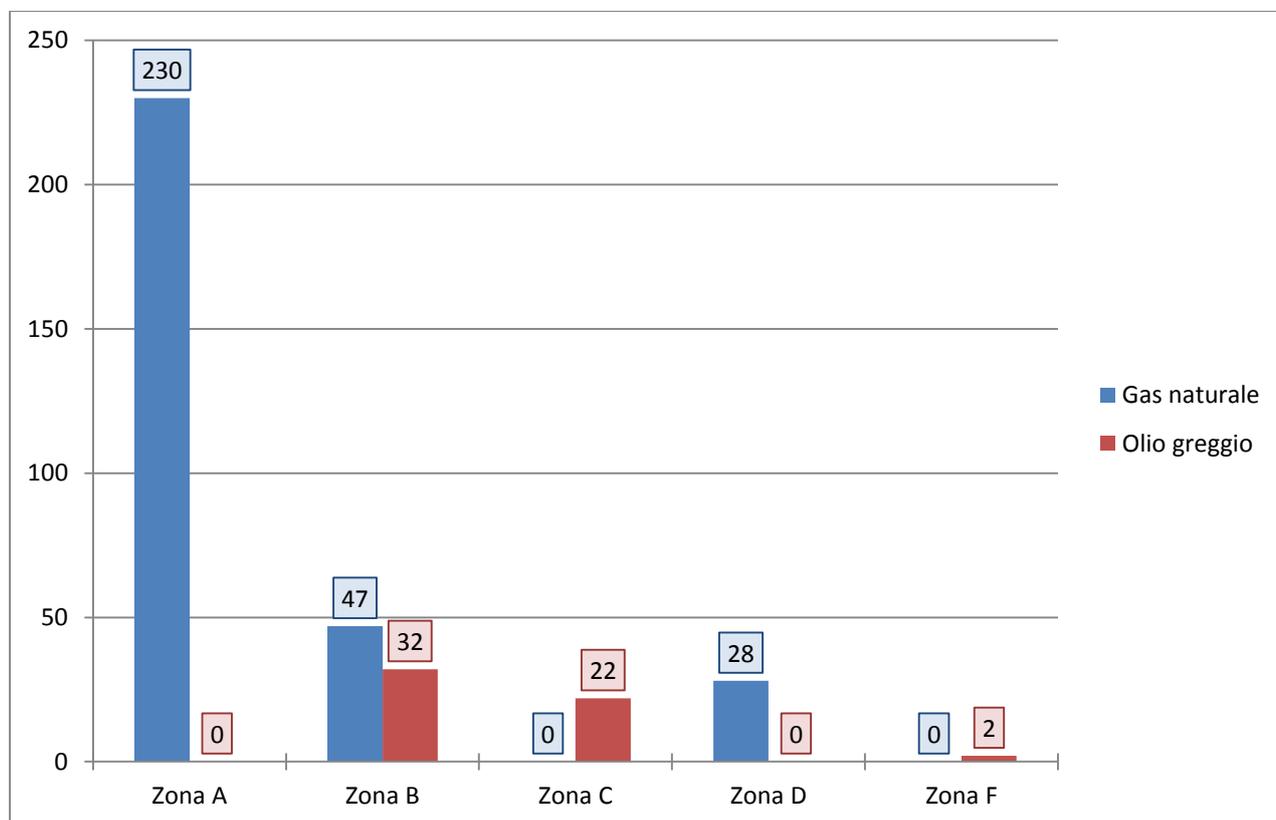
	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D	Zona F	Zona G	Totale
Produttivi	230	79	22	28	2	0	361
Potenzialmente produttivi	253	68	22	1	1	4	349
Altra utilizzo	10	3	1	0	0	0	14
Totale	493	150	45	29	3	4	724



Numero pozzi produttivi in mare al 31 dicembre 2014 distinti per zona marina

POZZI IN PRODUZIONE IN MARE DISTINTI PER MINERALE PRODOTTO E PER ZONA MARINA

	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D	Zona F
Gas naturale	230	47	0	28	0
Olio greggio	0	32	22	0	2
Totale	230	79	22	28	2



Pozzi produttivi in mare al 31 dicembre 2014 distinti per minerale prodotto e per zona marina

CENTRALI DI RACCOLTA E TRATTAMENTO

La produzione di gas naturale da giacimenti idrocarburi ubicati in mare è convogliata tramite gasdotto alle 10 centrali di raccolta e trattamento riportate nella seguente tabella.

	Nome centrale	Operatore	Piattaforme collegate	Zona	n. pozzi collegati	n. pozzi in produzione
1	CASALBORSETTI	Eni	1. AGOSTINO A	Zona A	120	46
			2. AGOSTINO A CLUSTER			
			3. AGOSTINO B			
			4. AGOSTINO C			
			5. GARIBALDI A			
			6. GARIBALDI A CLUSTER			
			7. GARIBALDI B			
			8. GARIBALDI C			
			9. GARIBALDI D			
			10. NAOMI PANDORA			
			11. PORTO CORSINI M W A			
			12. PORTO CORSINI M W B			
			13. PORTO CORSINI M W C			
2	RAVENNA MARE	Eni	1. AMELIA A	Zona A	129	35
			2. AMELIA B			
			3. AMELIA C			
			4. AMELIA D			
			5. ANGELA ANGELINA			
			6. ANGELA CLUSTER			
			7. ANTARES			
			8. ANTARES 1			
			9. ARMIDA			
			10. ARMIDA 1			
			11. DIANA			
			12. GUENDALINA			
			13. PORTO CORSINI 80			
			14. PORTO CORSINI 80 BIS			
			15. PORTO CORSINI M E C			
			16. PORTO CORSINI M S 1			
			17. PORTO CORSINI M S 2			
			18. TEA			
3	RUBICONE	Eni	1. ANEMONE B	Zona A	72	32
			2. ANEMONE CLUSTER			
			3. ANTONELLA			
			4. ARIANNA A			
			5. ARIANNA A CLUSTER			
			6. AZALEA A CLUSTER			
			7. AZALEA B			
			8. CERVIA A			
			9. CERVIA A CLUSTER			
			10. CERVIA B			
			11. CERVIA C			
			12. MORENA 1			
			13. NAIDE			

	Nome centrale	Operatore	Piattaforme collegate	Zona	n. pozzi collegati	n. pozzi in produzione
4	FANO	Eni	1. ANNABELLA	Zona A	53	38
			2. ANNALISA			
			3. ANNAMARIA B			
			4. BASIL			
			5. BRENDA			
			6. DARIA A			
			7. REGINA			
			8. REGINA 1			
5	FALCONARA	Eni	1. BARBARA A	Zona A Zona B	145	101
			2. BARBARA B			
			3. BARBARA C			
			4. BARBARA D			
			5. BARBARA E			
			6. BARBARA F			
			7. BARBARA G			
			8. BARBARA H			
			9. BARBARA NW			
			10. BONACCIA			
			11. CALIPSO			
			12. CALPURNIA			
			13. CLARA EST			
			14. CLARA NORD			
			15. CLARA OVEST			
			16. ELETTRA			
			17. FAUZIA			
6	SAN GIORGIO MARE	Edison	1. SAN GIORGIO MARE 3	Zona B	2	1
			2. SAN GIORGIO MARE 6			
			3. VONGOLA MARE 1			
7	GROTTAMMARE	Adriatica Idrocarburi	1. DAVID	Zona B	16	3
			2. DAVID 7			
			3. ELENA 1			
			4. EMILIO 3			
			5. FABRIZIA 1			
			6. JOLE 1			
			7. PENNINA			
8	PINETO	Adriatica Idrocarburi	1. CAMILLA 2	Zona B	51	19
			2. ELEONORA			
			3. EMILIO			
			4. EMMA			
			5. FRATELLO CLUSTER			
			6. FRATELLO EST 2			
			7. FRATELLO NORD			
			8. GIOVANNA			
			9. SIMONETTA 1			
			10. SQUALO			
			11. VIVIANA 1			
9	SANTO STEFANO MARE	Edison	1. SANTO STEFANO MARE 101	Zona B	7	1
			2. SANTO STEFANO MARE 1-9			
			3. SANTO STEFANO MARE 3-7			
			4. SANTO STEFANO MARE 4			
			5. SANTO STEFANO MARE 8			

	Nome centrale	Operatore	Piattaforme collegate	Zona	n. pozzi collegati	n. pozzi in produzione
10	CROTONE	Ionica Gas	1. HERA LACINIA 14	Zona D Zona F	30	28
			2. HERA LACINIA BEAF			
			3. LUNA 27			
			4. LUNA 40 SAF			
			5. LUNA A			
			6. LUNA B			

Parte della produzione di olio greggio da giacimenti idrocarburi ubicati in mare è convogliata tramite oleodotto alle 3 centrali di raccolta e trattamento ubicate in terraferma riportate nella seguente tabella.

	Nome centrale	Operatore	Piattaforme collegate	Zona	n. pozzi collegati	n. pozzi in produzione
1	MARIA A MARE	Edison	1. SARAGO MARE 1	Zona B	9	3
			2. SARAGO MARE A			
			3. VONGOLA MARE 1			
2	CENTRO RACCOLTA OLIO PERLA E PREZIOSO	Eni mediterranea idrocarburi	1. PERLA	Zona C	13	10
			2. PREZIOSO			
3	TERZO CENTRO OLIO GELA	Eni mediterranea idrocarburi	1. GELA	Zona C	25	10

La restante produzione di olio in mare non è trasportata a terra tramite oleodotto e i campi sono messi in produzione per mezzo di unità galleggianti di stoccaggio temporaneo (FSO e FPSO - floating production storage and offloading). Sono sistemi galleggianti di produzione, stoccaggio e trasbordo costituiti da petroliere di grandi capacità che ospitano anche gli impianti di trattamento. La nave è ormeggiata a prua per mantenere una posizione geostazionaria. L'olio estratto dalle piattaforme di produzione o dalle teste pozzo sottomarine è trasportato a bordo tramite riser per essere temporaneamente stoccato e infine trasbordato e trasportato a terra tramite navi cisterna.

In Italia sono operative le 3 FSO riportate nella seguente tabella.

	Nome FSO	Titolo	Operatore	Piattaforme collegate	Zona	n. pozzi collegati	n. pozzi in produzione
1	ALBA MARINA	B.C 8.LF	Edison	1. ROSPO MARE A	Zona B	31	29
				2. ROSPO MARE B			
				3. ROSPO MARE C			
2	FIRENZE FPSO	F.C 2.AG	Eni	1. AQUILA 2	Zona F	2	2
				2. AQUILA 3			
3	LEONIS	C.C 6.EO	Edison (r.u. 60%)	1. VEGA A	Zona C	20	12
			Eni (40%)				

PIATTAFORME MARINE

Nell'offshore italiano sono installate 106 piattaforme di produzione (76 delle quali produttive), 11 teste pozzo sottomarine (3 delle quali in produzione) e 8 piattaforme di supporto alla produzione (racordo e/o compressione). I dati sono riferiti al 31 dicembre 2014.

Sono inoltre presenti 8 altre strutture non operative. Tra queste le tre piattaforme monotubolari ADA non sono operative in quanto ubicate in zona attualmente interdetta (D.L. 112/2008). Le rimanenti 5 strutture non sono operative in quanto relative a nuovi ritrovamenti effettuati in permessi di ricerca e ancora in attesa del conferimento della concessione di coltivazione per essere messe in produzione.

Di seguito sono riportate le tabelle delle piattaforme attive alla data del 31 dicembre 2014.

PIATTAFORME DI PRODUZIONE

	Nome piattaforma	Num Pozzi	Zona	Titolo	Operatore	Min	Tipo struttura	Centrale
1	AGOSTINO A	12	ZA	A.C 3.AS	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	CASALBORSETTI
2	AGOSTINO A CLUSTER	3	ZA	A.C 3.AS	Eni	Gas	cluster	CASALBORSETTI
3	AGOSTINO B	11	ZA	A.C 3.AS	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	CASALBORSETTI
4	AGOSTINO C	12	ZA	A.C 3.AS	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	CASALBORSETTI
5	AMELIA A	12	ZA	A.C 2.AS	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	RAVENNA MARE
6	AMELIA B	12	ZA	A.C 2.AS	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	RAVENNA MARE
7	AMELIA C	12	ZA	A.C 2.AS	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	RAVENNA MARE
8	AMELIA D	10	ZA	A.C 2.AS	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	RAVENNA MARE
9	ANEMONE B	7	ZA	A.C 8.ME	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	RUBICONE
10	ANEMONE CLUSTER	3	ZA	A.C 8.ME	Eni	Gas	cluster	RUBICONE
11	ANGELA ANGELINA	14	ZA	A.C 27.EA	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	RAVENNA MARE
12	ANGELA CLUSTER	4	ZA	A.C 27.EA	Eni	Gas	cluster	RAVENNA MARE
13	ANNABELLA	7	ZA	A.C 18.AG	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	FANO
14	ANNALISA	4	ZA	A.C 32.AG	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	FANO
15	ANNAMARIA B	6	ZA	A.C 11.AG	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	FANO
16	ANTARES 1	1	ZA	A.C 30.EA	Eni	Gas	monotubolare	RAVENNA MARE
17	ANTARES A	9	ZA	A.C 30.EA	Eni	Gas	reticolare 6 gambe	RAVENNA MARE
18	ANTONELLA	11	ZA	A.C 5.AV	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	RUBICONE
19	ARIANNA A	6	ZA	A.C 4.AS	Eni	Gas	reticolare 6 gambe	RUBICONE
20	ARIANNA A CLUSTER	3	ZA	FASCIA CERVIA MARE	Eni	Gas	cluster	RUBICONE
21	ARMIDA 1	1	ZA	A.C 29.EA	Eni	Gas	monotubolare	RAVENNA MARE
22	ARMIDA A	6	ZA	A.C 29.EA	Eni	Gas	reticolare 6 gambe	RAVENNA MARE
23	AZALEA A		ZA	A.C 8.ME	Eni	Gas	bitubolare	RUBICONE
24	AZALEA B	11	ZA	A.C 8.ME	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	RUBICONE
25	BARBARA A	6	ZA	A.C 7.AS	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	FALCONARA
26	BARBARA B	9	ZA	A.C 7.AS	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	FALCONARA
27	BARBARA C	12	ZA	A.C 7.AS	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	FALCONARA
28	BARBARA D	15	ZA	A.C 7.AS	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	FALCONARA
29	BARBARA E	15	ZA	A.C 7.AS	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	FALCONARA
30	BARBARA F	15	ZA	A.C 7.AS	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	FALCONARA
31	BARBARA G	15	ZA	A.C 7.AS	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	FALCONARA

	Nome piattaforma	Num Pozzi	Zona	Titolo	Operatore	Min	Tipo struttura	Centrale
32	BARBARA H	15	ZA	A.C 7.AS	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	FALCONARA
33	BARBARA NW	6	ZA	A.C 7.AS	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	FALCONARA
34	BASIL	8	ZA	A.C 12.AG	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	FANO
35	BONACCIA	10	ZB	B.C 17.TO	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	FALCONARA
36	BRENDA	7	ZA	A.C 12.AG	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	FANO
37	CALIPSO	2	ZB	B.C 14.AS	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	FALCONARA
38	CALPURNIA	5	ZB	B.C 22.AG	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	FALCONARA
39	CERVIA A	10	ZA	CERVIA MARE	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	RUBICONE
40	CERVIA A CLUSTER	3	ZA	CERVIA MARE	Eni	Gas	cluster	RUBICONE
41	CERVIA B	5	ZA	CERVIA MARE	Eni	Gas	reticolare 6 gambe	RUBICONE
42	CERVIA C	9	ZA	FASCIA CERVIA MARE	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	RUBICONE
43	CLARA EST	4	ZB	B.C 13.AS	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	FALCONARA
44	CLARA NORD	5	ZB	B.C 13.AS	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	FALCONARA
45	CLARA OVEST	8	ZB	B.C 14.AS	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	FALCONARA
46	DARIA A	14	ZA	A.C 13.AS	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	FANO
47	DAVIDE	4	ZB	B.C 4.AS	Adriatica idrocarburi	Gas	monotubolare	GROTTAMMARE
48	DAVIDE 7	2	ZB	B.C 4.AS	Adriatica idrocarburi	Gas	monotubolare	GROTTAMMARE
49	DIANA	3	ZA	A.C 29.EA	Eni	Gas	cluster	RAVENNA MARE
50	ELEONORA	9	ZB	B.C 3.AS	Adriatica idrocarburi	Gas	reticolare 8 gambe	PINETO
51	ELETTRA	1	ZB	B.C 23.AG	Eni	Gas	reticolare 3 gambe	FALCONARA
52	EMILIO	2	ZB	B.C 3.AS	Adriatica idrocarburi	Gas	reticolare 4 gambe	PINETO
53	EMMA OVEST	9	ZB	B.C 10.AS	Adriatica idrocarburi	Gas	reticolare 4 gambe	PINETO
54	FABRIZIA 1	1	ZB	B.C 21.AG	Adriatica idrocarburi	Gas	monotubolare	GROTTAMMARE
55	FAUZIA	2	ZA	A.C 36.AG	Eni	Gas	reticolare 3 gambe	FALCONARA
56	FRATELLO CLUSTER	3	ZB	B.C 5.AS	Adriatica idrocarburi	Gas	cluster	PINETO
57	FRATELLO EST 2	1	ZB	B.C 5.AS	Adriatica idrocarburi	Gas	monotubolare	PINETO
58	FRATELLO NORD	2	ZB	B.C 5.AS	Adriatica idrocarburi	Gas	bitubolare	PINETO
59	GARIBALDI A	11	ZA	A.C 1.AG	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	CASALBORSETTI
60	GARIBALDI A CLUSTER	3	ZA	A.C 1.AG	Eni	Gas	cluster	CASALBORSETTI
61	GARIBALDI B	13	ZA	A.C 1.AG	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	CASALBORSETTI

	Nome piattaforma	Num Pozzi	Zona	Titolo	Operatore	Min	Tipo struttura	Centrale
62	GARIBALDI C	12	ZA	A.C 1.AG	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	CASALBORSETTI
63	GARIBALDI D	12	ZA	A.C 1.AG	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	CASALBORSETTI
64	GELA 1	7	ZC	C.C 1.AG	Enimed	Olio	pontile	NUOVO CENTRO OLIO GELA
65	GELA CLUSTER	4	ZC	C.C 1.AG	Enimed	Olio	pontile	NUOVO CENTRO OLIO GELA
66	GIOVANNA	16	ZB	B.C 10.AS	Adriatica idrocarburi	Gas	reticolare 8 gambe	PINETO
67	GUENDALINA	2	ZA	A.C 35.AG	Eni	Gas	monotubolare	RAVENNA MARE
68	HERA LACINIA 14	1	ZD	D.C 4.AG	Ionica gas	Gas	monotubolare	CROTONE
69	HERA LACINIA BEAF	3	ZD	D.C 1.AG	Ionica gas	Gas	reticolare 4 gambe	CROTONE
70	JOLE 1	1	ZB	B.C 21.AG	Adriatica idrocarburi	Gas	monotubolare	GROTTAMMARE
71	LUNA A	12	ZD	D.C 1.AG	Ionica gas	Gas	reticolare 8 gambe	CROTONE
72	LUNA B	12	ZD	D.C 1.AG	Ionica gas	Gas	reticolare 8 gambe	CROTONE
73	MORENA 1	1	ZA	A.C 28.EA	Eni	Gas	monotubolare	RUBICONE
74	NAIDE	2	ZA	A.C 21.AG	Eni	Gas	bitubolare	RUBICONE
75	NAOMI PANDORA	3	ZA	A.C 33.AG	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	CASALBORSETTI
76	PENNINA	6	ZB	B.C 15.AV	Adriatica idrocarburi	Gas	reticolare 8 gambe	GROTTAMMARE
77	PERLA	4	ZC	C.C 3.AG	Enimed	Olio	reticolare 4 gambe	CROP
78	PORTO CORSINI 80	12	ZA	A.C 26.EA	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	RAVENNA MARE
79	PORTO CORSINI 80 BIS	10	ZA	A.C 26.EA	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	RAVENNA MARE
80	PORTO CORSINI M E C	15	ZA	A.C 26.EA	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	RAVENNA MARE
81	PORTO CORSINI M S 1	1	ZA	A.C 26.EA	Eni	Gas	monotubolare	RAVENNA MARE
82	PORTO CORSINI M S 2	1	ZA	A.C 26.EA	Eni	Gas	monotubolare	RAVENNA MARE
83	PORTO CORSINI M W A	8	ZA	A.C 26.EA	Eni	Gas	reticolare 12 gambe	CASALBORSETTI
84	PORTO CORSINI M W B	8	ZA	A.C 26.EA	Eni	Gas	reticolare 12 gambe	CASALBORSETTI
85	PORTO CORSINI M W C	12	ZA	A.C 26.EA	Eni	Gas	reticolare 8 gambe	CASALBORSETTI
86	PREZIOSO	9	ZC	C.C 3.AG	Enimed	Olio	reticolare 8 gambe	CROP
87	REGINA	6	ZA	A.C 17.AG	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	FANO
88	REGINA 1	1	ZA	A.C 17.AG	Eni	Gas	monotubolare	FANO
89	ROSPO MARE A	10	ZB	B.C 8.LF	Edison	Olio	reticolare 4 gambe	ALBA MARINA
90	ROSPO MARE B	12	ZB	B.C 8.LF	Edison	Olio	reticolare 8 gambe	ALBA MARINA
91	ROSPO MARE C	9	ZB	B.C 8.LF	Edison	Olio	reticolare 4 gambe	ALBA MARINA
92	SAN GIORGIO MARE 3	1	ZB	B.C 2.LF	Edison	Gas	reticolare 4 gambe	SAN GIORGIO MARE
93	SAN GIORGIO MARE 6	1	ZB	B.C 2.LF	Edison	Gas	reticolare 4 gambe	SAN GIORGIO MARE

	Nome piattaforma	Num Pozzi	Zona	Titolo	Operatore	Min	Tipo struttura	Centrale
94	SANTO STEFANO MARE 101	1	ZB	B.C 1.LF	Edison	Gas	reticolare 4 gambe	SANTO STEFANO MARE
95	SANTO STEFANO MARE 1-9	2	ZB	B.C 1.LF	Edison	Gas	reticolare 5 gambe	SANTO STEFANO MARE
96	SANTO STEFANO MARE 3-7	2	ZB	B.C 1.LF	Edison	Gas	reticolare 4 gambe	SANTO STEFANO MARE
97	SANTO STEFANO MARE 4	1	ZB	B.C 1.LF	Edison	Gas	reticolare 4 gambe	SANTO STEFANO MARE
98	SANTO STEFANO MARE 8	1	ZB	B.C 1.LF	Edison	Gas	monotubolare	SANTO STEFANO MARE
99	SARAGO MARE 1	1	ZB	B.C 7.LF	Edison	Olio	reticolare 4 gambe	MARIA MARE
100	SARAGO MARE A	5	ZB	B.C 7.LF	Edison	Olio	reticolare 8 gambe	MARIA MARE
101	SIMONETTA 1	1	ZB	B.C 5.AS	Adriatica idrocarburi	Gas	monotubolare	PINETO
102	SQUALO	6	ZB	B.C 9.AS	Adriatica idrocarburi	Gas	reticolare 4 gambe	PINETO
103	TEA	4	ZA	A.C 34.AG	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	RAVENNA MARE
104	VEGA A	20	ZC	C.C 6.EO	Edison	Olio	reticolare 8 gambe	LEONIS
105	VIVIANA 1	1	ZB	B.C 5.AS	Adriatica idrocarburi	Gas	monotubolare	PINETO
106	VONGOLA MARE 1	1	ZB	B.C 7.LF	Edison	Gas	reticolare 4 gambe	SAN GIORGIO MARE

TESTE POZZO SOTTOMARINE

	Nome piattaforma	Zona	Concessione	Operatore	Min	Tipo di piattaforma	Centrale
1	AQUILA 2	ZF	F.C 2.AG	Eni	Olio	testa pozzo sottomarina	FIRENZE FPSO
2	AQUILA 3	ZF	F.C 2.AG	Eni	Olio	testa pozzo sottomarina	FIRENZE FPSO
3	ARGO 2	ZG	G.C 1.AG	Eni	Gas	testa pozzo sottomarina	PREZIOSO
4	BONACCIA EST 2	ZB	B.C 17.TO	Eni	Gas	testa pozzo sottomarina	FALCONARA
5	BONACCIA EST 3	ZB	B.C 17.TO	Eni	Gas	testa pozzo sottomarina	FALCONARA
6	CAMILLA 2	ZB	B.C 3.AS	Adriatica idrocarburi	Gas	testa pozzo sottomarina	PINETO
7	CASSIOPEA 1	ZG	G.C 1.AG	Eni	Gas	testa pozzo sottomarina	PREZIOSO
8	ELENA 1	ZB	B.C 3.AS	Adriatica idrocarburi	Gas	testa pozzo sottomarina	GROTTAMMARE
9	EMILIO 3	ZB	B.C 3.AS	Adriatica idrocarburi	Gas	testa pozzo sottomarina	GROTTAMMARE
10	LUNA 27	ZF	F.C 1.AG	Ionica gas	Gas	testa pozzo sottomarina	CROTONE
11	LUNA 40 SAF	ZD	D.C 1.AG	Ionica gas	Gas	testa pozzo sottomarina	CROTONE

PIATTAFORME DI SUPPORTO ALLA PRODUZIONE

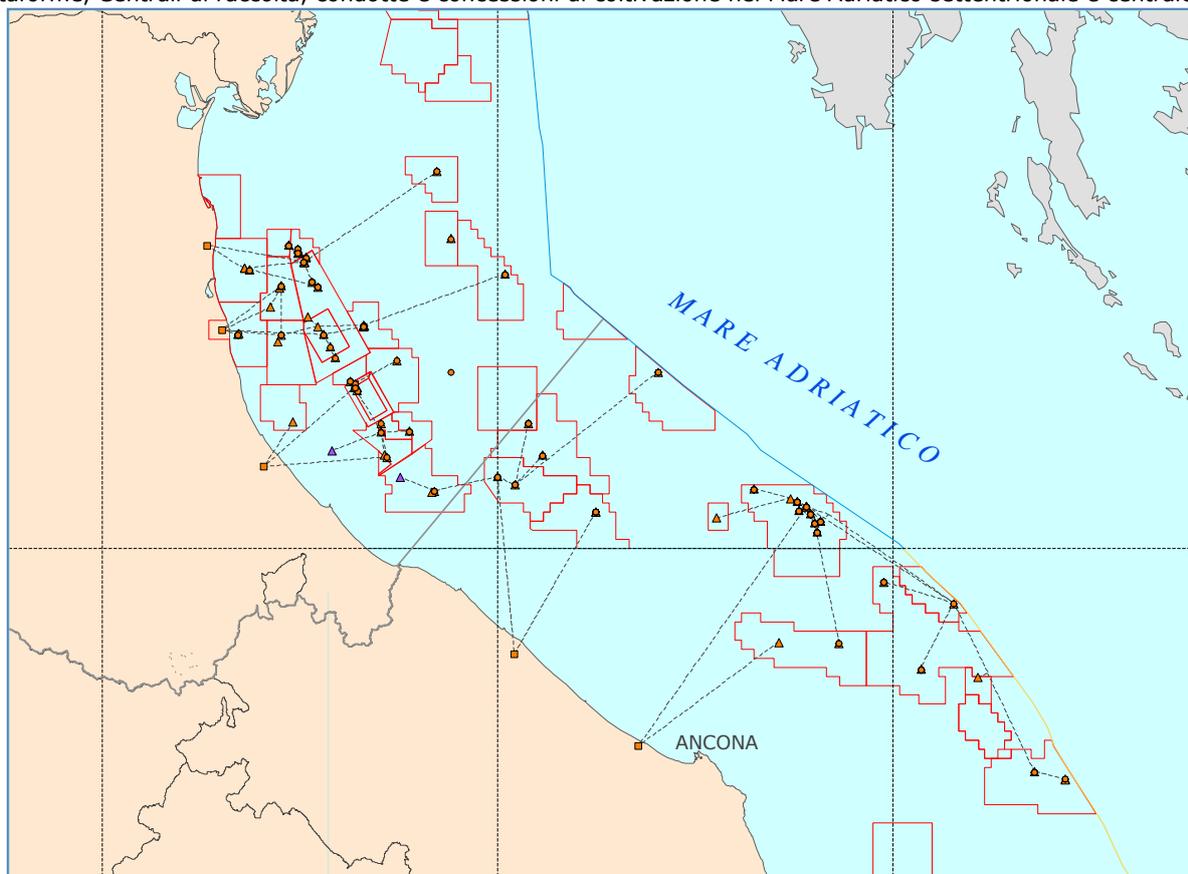
	Nome piattaforma	Zona	Concessione	Operatore	Min	Tipo struttura	Centrale
1	BARBARA T	ZA	A.C 7.AS	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	FALCONARA
2	BARBARA T2	ZA	A.C 7.AS	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	FALCONARA
3	CERVIA K	ZA	CERVIA MARE	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	RUBICONE
4	DARIA B	ZA	A.C 13.AS	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	FANO
5	GARIBALDI K	ZA	A.C 1.AG	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	CASALBORSETTI
6	GARIBALDI T	ZA	A.C 1.AG	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	CASALBORSETTI
7	PORTO CORSINI M W T	ZA	A.C 26.EA	Eni	Gas	reticolare 4 gambe	CASALBORSETTI
8	SAN GIORGIO MARE CENTRALE	ZB	B.C 2.LF	Edison	Gas	reticolare 4 gambe	SAN GIORGIO MARE

PIATTAFORME NON OPERATIVE

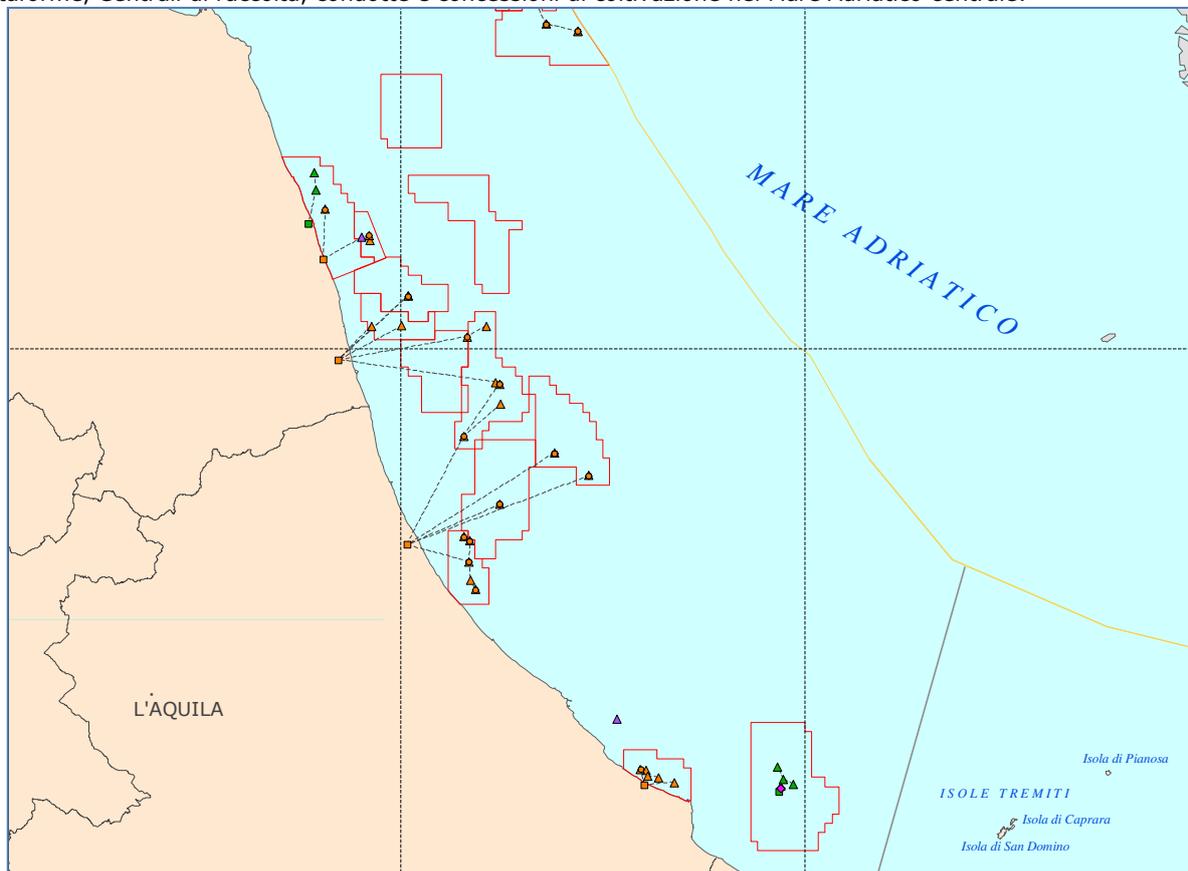
	Nome struttura	Zona	Titolo	Operatore	Minerale	Tipo struttura	Centrale
1	ADA 2	ZA	A.C 9.AG	Eni	Gas	monotubolare	
2	ADA 3	ZA	A.C 9.AG	Eni	Gas	monotubolare	
3	ADA 4	ZA	A.C 9.AG	Eni	Gas	monotubolare	
4	BENEDETTA 1	ZA	d 39 A.C-.EA	Eni	Gas	monotubolare	RUBICONE
5	GIULIA 1	ZA	A.C 17.AG	Eni	Gas	monotubolare	FANO
6	OMBRINA MARE 2	ZB	B.R269.GC	Medoilgas	Olio	monotubolare	
7	PANDA 1	ZG	G.R 14.AG	Eni	Gas	testa pozzo sottomarina	
8	PANDA W 1	ZG	G.R 14.AG	Eni	Gas	testa pozzo sottomarina	

CARTE DEGLI IMPIANTI ATTIVI IN MARE - SITUAZIONE AL 31 DICEMBRE 2014

Piattaforme, Centrali di raccolta, condotte e concessioni di coltivazione nel Mare Adriatico settentrionale e centrale:

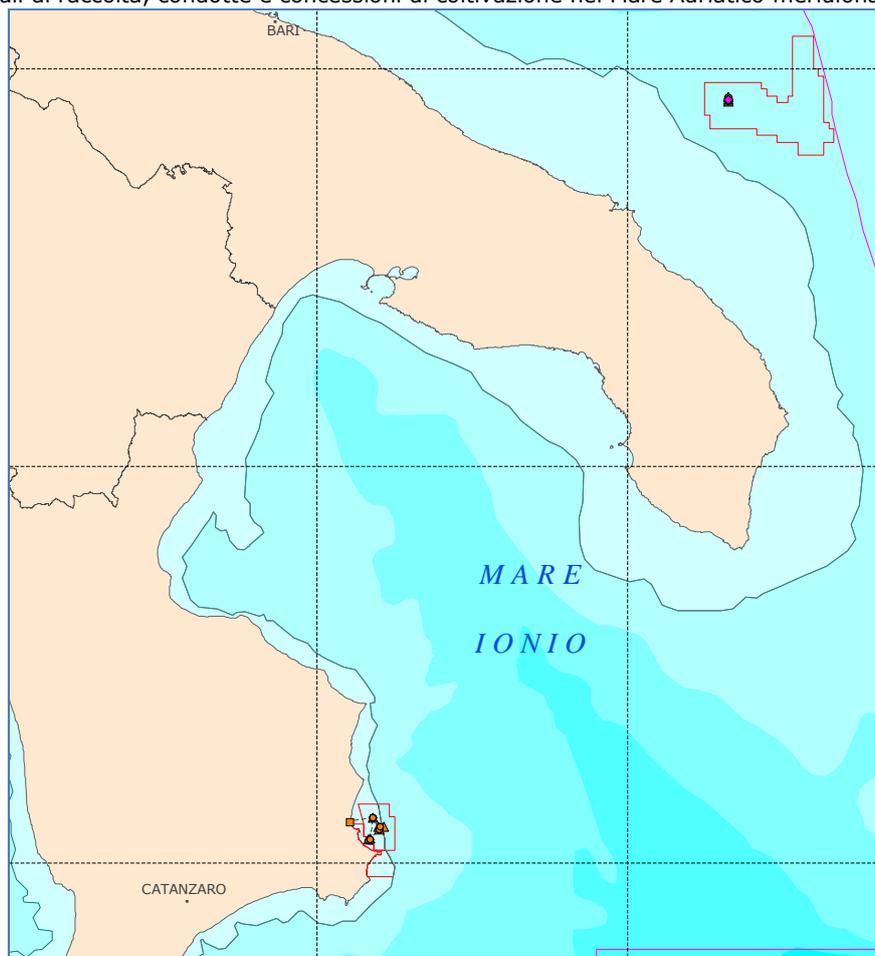


Piattaforme, Centrali di raccolta, condotte e concessioni di coltivazione nel Mare Adriatico centrale:

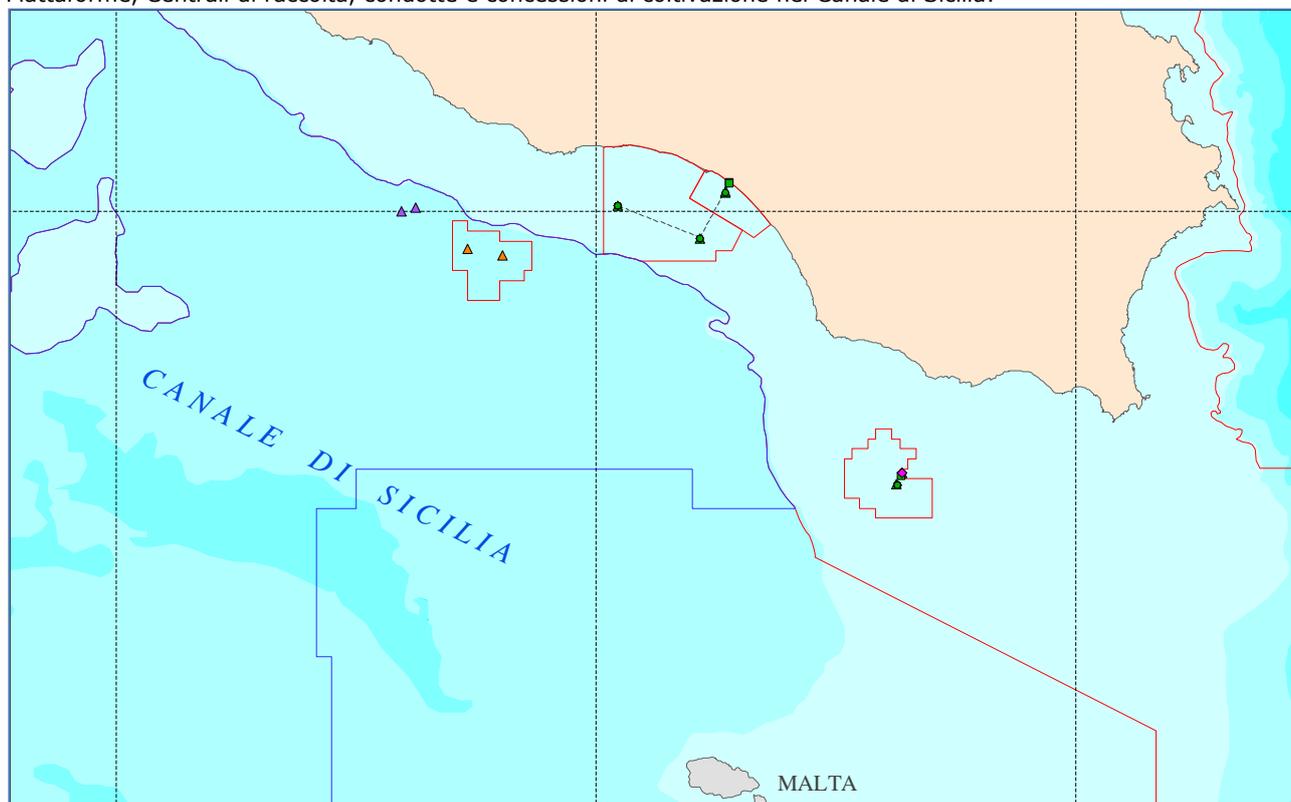


(Elaborazioni dell'Ufficio cartografia della DGRME)

Piattaforme, Centrali di raccolta, condotte e concessioni di coltivazione nel Mare Adriatico meridionale e nel Mare Ionio:



Piattaforme, Centrali di raccolta, condotte e concessioni di coltivazione nel Canale di Sicilia:



(Elaborazioni dell'Ufficio cartografia della DGRME)

APPENDICI

DELIMITAZIONI E DEFINIZIONI DEL MARE

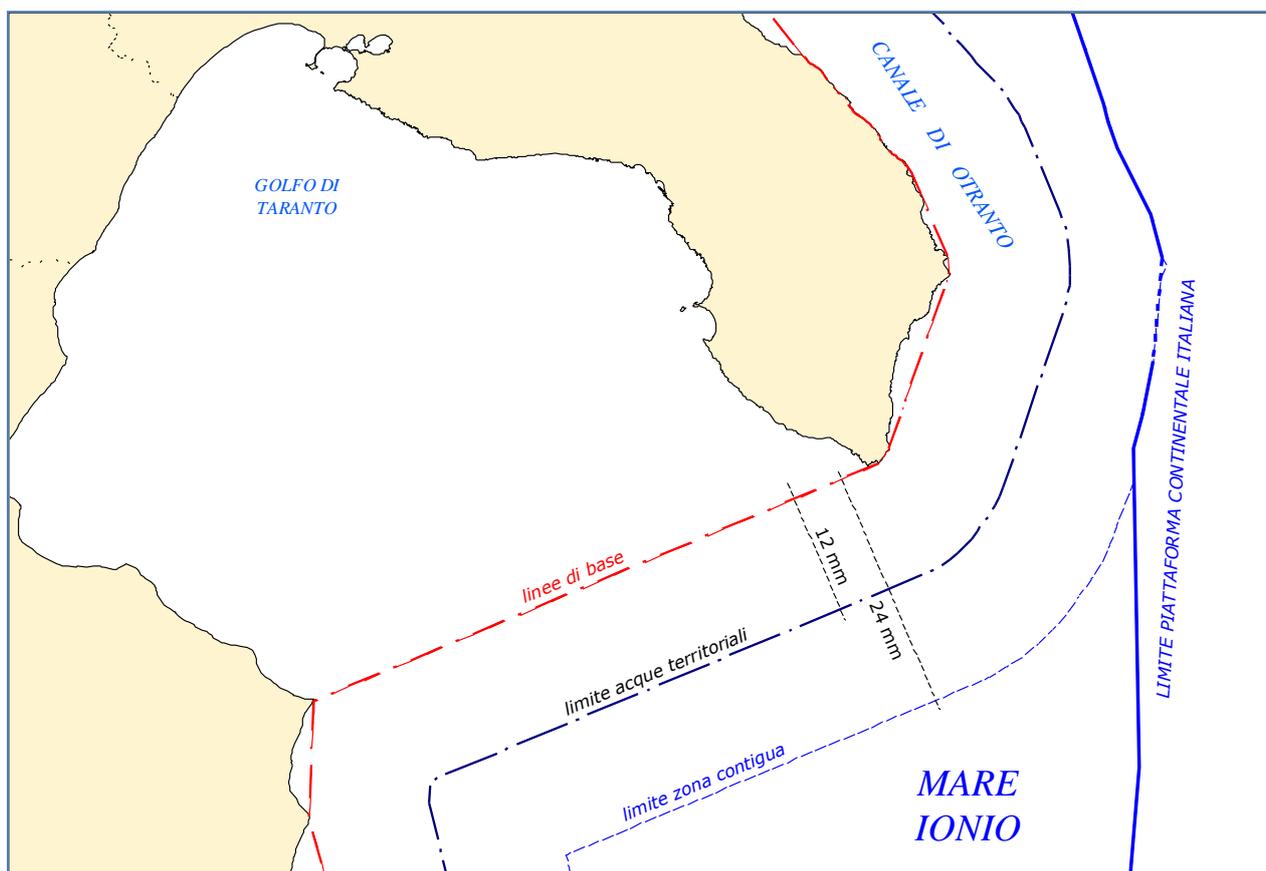
ACQUE INTERNE, LINEE DI BASE E MARE TERRITORIALE

La Legge 2 dicembre 1994, n. 689 stabilisce, secondo i principi della Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare del 1982, che la sovranità dello Stato costiero si estende, al di là del suo territorio e delle sue acque interne, a una fascia adiacente di mare denominata mare territoriale, sullo spazio aereo soprastante tale mare territoriale e al relativo fondo marino e al suo sottosuolo.

Per mare territoriale, o acque territoriali, si intende la fascia di acque costiere che si estendono per 12 miglia marine dalle linee di base.

Le linee di base normali coincidono con la linea di costa come indicata sulle carte nautiche a grande scala ufficialmente riconosciute dallo Stato costiero, e, in questo caso, non vi sono acque interne.

Nelle località in cui la linea di costa è profondamente incavata e frastagliata, o vi è una frangia di isole lungo la costa nelle sue immediate vicinanze, si può impiegare il metodo delle linee di base rette che collegano punti appropriati, in genere promontori, per tracciare la linea di base dalla quale si misura la larghezza del mare territoriale. In questo caso la parte di mare tra la linea di costa e la linea di base è definito come acque interne.



Delimitazione delle linee di base e delle acque territoriali nel Golfo di Taranto
(Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)

L'Italia, con DPR 26.4.1973, n. 816, ha adottato un sistema di linee di base (articolato, lungo la penisola, in 21 segmenti, e attorno alla Sicilia e alla Sardegna, rispettivamente, in 10 e 7 segmenti) che ha prodotto una notevole semplificazione del margine esterno del mare territoriale e delle isole.

Punti salienti del sistema sono la chiusura:

- dell'Arcipelago Toscano con linee che, partendo dalla foce dell'Arno, in prossimità di Pisa, congiungono le Isole Gorgona, Capraia, Elba, Pianosa, Scoglio d'Africa, Montecristo, Giglio, Giannutri, per poi ritornare sulla costa a Civitavecchia;
- delle Isole Pontine e dei Golfi di Napoli e Salerno con linee congiungenti Anzio, le Isole di Palmarola, Ponza, Ischia e Capri, l'estremità meridionale del Golfo di Salerno;
- del Golfo di Squillace e, a titolo di baia storica, del Golfo di Taranto;
- del Golfo di Manfredonia e delle Isole Tremiti con linee congiungenti Peschici, le Tremiti, Termoli e Punta Penna a Nord di Vasto;
- del Golfo di Venezia da Punta della Maestra a Ponte di Piave.

TAVOLA DELLE LINEE DI BASE E LIMITE DELLE ACQUE TERRITORIALI

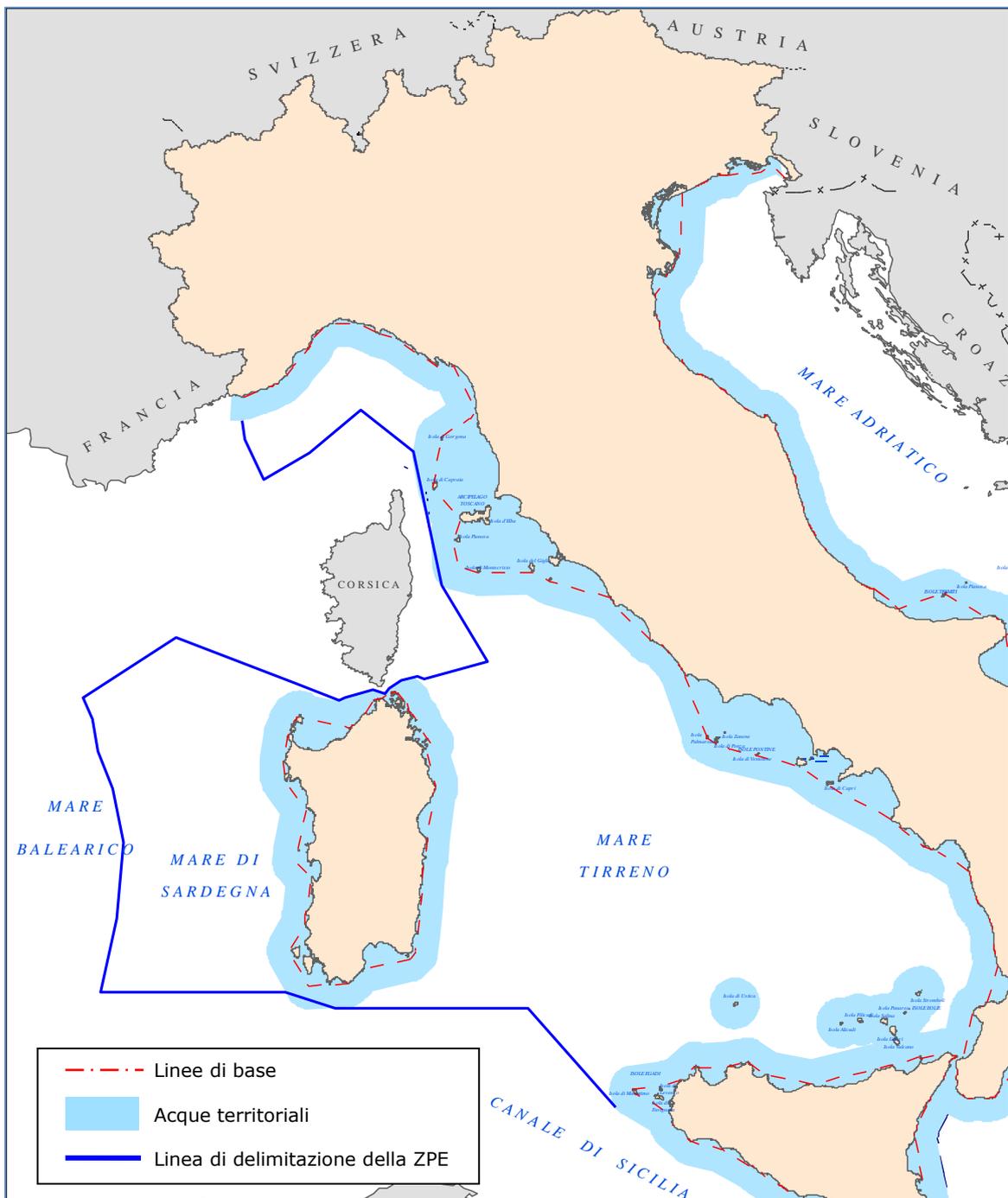


Delimitazione delle linee di base e delle acque territoriali italiane (DPR 26.4.1973, n. 816)
(Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)

ZONA DI PROTEZIONE ECOLOGICA (ZPE)

La Zona di Protezione Ecologica rappresenta una parziale applicazione della Zona Economica Esclusiva (ZEE) e la sua istituzione consente allo Stato "l'allargamento della propria capacità di protezione dell'ambiente marino oltre il limite delle 12 miglia del mare territoriale, con particolare riguardo alla prevenzione e repressione di tutti i tipi di inquinamento marino da navi, comprese le piattaforme offshore, l'inquinamento biologico conseguente a discarica di acque di zavorra, ove non consentito, l'inquinamento da incenerimento dei rifiuti, da attività di esplorazione, sfruttamento dei fondali marini (omissis) alla protezione della biodiversità e degli ecosistemi marini (omissis) alla protezione del patrimonio culturale rinvenuto nei suoi fondali". (Circolare 17/10/2011 Prot. n. RAM/4077/S/2011 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare)

L'Italia ha istituito una propria Zona di Protezione Ecologica con D.P.R. 27 ottobre 2011, n. 209 "Regolamento recante istituzione di Zone di protezione ecologica del Mediterraneo nord-occidentale, del Mar Ligure e del Mar Tirreno."



(Elaborazione dell'Ufficio cartografia della DGRME)

ZONA ECONOMICA ESCLUSIVA (ZEE)

Appare opportuno menzionare il regime giuridico relativo alla Zona Economica Esclusiva ("ZEE") in quanto, seppur l'Italia non ha instaurato una propria ZEE, detta normativa interesserà gli operatori giuridici in quanto numerosi sono gli Stati nel Mediterraneo, anche contigui o frontisti dell'Italia che hanno già una loro propria ZEE.

La zona economica esclusiva (ZEE), comprende la colonna d'acqua sovrastante il fondo del mare e si estende al di là del mare territoriale, non oltre le 200 miglia marine dalle linee di base.

Nella ZEE lo stato costiero gode di:

- diritti sovrani ai fini dell'esplorazione, dello sfruttamento, della conservazione e della gestione delle risorse naturali, biologiche e o non biologiche, che si trovano nelle acque soprastanti il fondo del mare, sul fondo del mare e nel relativo sottosuolo, sia ai fini di altre attività connesse con l'esplorazione e lo sfruttamento economico della zona, quali la produzione di energia derivata dall'acqua, dalle correnti e dai venti.

La ZEE, per poter divenire effettiva, deve essere formalmente proclamata nei confronti della comunità internazionale. Questo, a differenza della piattaforma continentale che, costituendo il naturale prolungamento sommerso della terraferma, appartiene invece ab initio a uno Stato e non deve quindi essere proclamata.

La delimitazione della ZEE tra Stati con coste opposte o adiacenti viene effettuata per accordo sulla base del diritto internazionale (art. 74 - legge n. 689/94). Non esiste nessun obbligo di far coincidere ZEE e piattaforma continentale, anche se l'ipotesi normale è da ritenersi quella della completa sovrapposizione delle due aree nell'ambito del limite delle 200 miglia dalle linee di base del mare territoriale, è comunque possibile che la delimitazione del fondo marino facente parte della piattaforma continentale di uno Stato diverga da quella della colonna d'acqua sovrastante di cui lo stesso Stato ha la titolarità nell'ambito della ZEE.

Nel Mediterraneo i Paesi che hanno istituito proprie ZEE sono: Egitto, Cipro, Libano, Siria, Tunisia e Israele, mentre è in via di istituzione quella della Grecia.

GLOSSARIO DEL MARE

GLOSSARIO DEL DIRITTO DEL MARE

di Fabio Caffio, pubblicato nella Rivista marittima – III Edizione, settembre 2007.

Per gentile concessione dell'autore e della Rivista marittima, si riportano di seguito alcune voci dal "Glossario del mare" ritenute particolarmente utili per le finalità di questo Bollettino. Per una conoscenza integrale dell'opera si rimanda al sito della Marina Militare dove è possibile scaricare il documento in pdf:

<http://www.marina.difesa.it/documentazione/editoria/marivista/Pagine/glossariodelmare.aspx>

Acque arcipelagiche

Sono definite acque arcipelagiche le zone di mare che in un arcipelago (insieme di isole collegate tra loro in modo così stretto da formare un'intrinseca entità geografica, politica ed economica) sono racchiuse all'interno di un sistema di linee di base arcipelagiche. Su di esse lo Stato arcipelagico, e cioè uno Stato costituito interamente da uno o più formazioni insulari (UNCLOS 46) esercita la sua sovranità, come anche sul sovrastante spazio aereo, sul fondo e sul sottofondo marino (UNCLOS 49). Le acque arcipelagiche, dal punto di vista giuridico, costituiscono una categoria del tutto particolare. La sovranità dello Stato, a differenza di quanto avviene per le acque interne, non è infatti completa, in quanto esso, nell'esercitare i suoi diritti, deve:

- rispettare i diritti di altri Stati derivanti da Accordi preesistenti o concernenti consolidati interessi di pesca (UNCLOS 51);
- permettere il transito inoffensivo delle navi straniere, al pari di quanto previsto in materia di passaggio attraverso le acque territoriali, nonché quel particolare tipo di transito non sospensibile denominato «passaggio arcipelagico» che può essere esercitato in determinati corridoi di traffico relativi a rotte usate per la navigazione internazionale tra una parte di alto mare (v.) o di zona economica esclusiva e un'altra parte di alto mare o di zona economica esclusiva.

Il caso più importante di Stato arcipelagico è rappresentato dall'Indonesia. Hanno titolo ad uno status arcipelagico Antigua-Barbuda, Bahamas, Capo Verde, Isole Fiji, Jamaica, Maldive, Papua-Nuova Guinea, St. Vincennes e Grenadines, Isole Salomon, Trinidad e Tobago. Non costituisce viceversa uno Stato arcipelagico Malta.

Acque interne

Le acque comprese tra la costa e le linee di base del mare territoriale costituiscono le acque interne (Ginevra, 5,1; UNCLOS 8,1). Condizione perché esse esistano è dunque la circostanza che le linee di base non coincidano con la linea di bassa marea della costa, fermo restando, comunque, che sono giuridicamente tali anche gli specchi e le vie d'acqua esistenti sulla terraferma, quali laghi, fiumi e canali.

Lo status legale delle acque interne è caratterizzato dal completo e incondizionato esercizio della sovranità dello Stato costiero, al pari di quanto avviene nell'ambito dei suoi confini terrestri. Non esiste dunque, per le navi straniere, diritto di transito inoffensivo in queste zone. Esse devono essere preventivamente autorizzate per poterle attraversare o sostarvi, a meno che non siano costrette a far ciò in una situazione di pericolo o di forza maggiore. Unica deroga a questo regime è il caso in cui continui a essere in vigore il preesistente diritto di transito inoffensivo in aree che, per effetto del tracciamento di linee di base rette, sono passate dallo status di acque territoriali a quello di acque interne (Ginevra I, 5,1; UNCLOS, 8,2).

Acque territoriali

Tutti i Paesi rivieraschi del Mediterraneo hanno adottato il limite delle 12 miglia delle acque territoriali. (.....)

Quanto all'Italia, il limite delle 12 miglia è stato adottato con la L. 14 agosto 1974, n. 359. In precedenza, il Codice della Navigazione (del 1942) prevedeva una fascia di acque territoriali di 6 miglia. La delimitazione delle acque territoriali tra l'Italia e i Paesi confinanti, in zone in cui la distanza tra le rispettive linee di base è inferiore alle 24 miglia, è stata attuata con:

- la Convenzione di Parigi del 28 novembre 1986 tra Italia e Francia relativa alla delimitazione delle frontiere marittime nell'area delle Bocche di Bonifacio. (.....)

- il Trattato di Osimo del 10 novembre 1975 tra la ex Jugoslavia e l'Italia, accordo, concernente la sistemazione delle questioni pendenti tra i due Paesi la cui validità è stata confermata dalla Slovenia come Stato della ex Jugoslavia. (.....)

Alto mare

Secondo nozione consolidata (Ginevra, I, 1) per alto mare si intendono tutte quelle parti del mare che non appartengono né al mare territoriale né alle acque interne. Per quanto ancora valida, questa nozione va vista alla luce del principio secondo cui le disposizioni relative al regime dell'alto mare non si applicano alle aree marine incluse nella zona economica esclusiva (UNCLOS 86). In sostanza il regime della zona economica esclusiva non è *pleno jure* quello dell'alto mare in quanto mancante di alcune delle libertà relative. Analoga la situazione giuridica della zona contigua. Per questo motivo si fa ricorso alla categoria più generale delle acque internazionali che comprende la zona contigua e la zona economica esclusiva, mentre si usa il termine alto mare per indicare gli spazi marini al di là della zona economica esclusiva. L'alto mare è aperto a tutti gli Stati, sia costieri che interni, che possono esercitarvi - con l'unico limite di non intaccare le libertà degli altri Stati e di tenere nel dovuto conto i diritti connessi allo sfruttamento dell'area internazionale dei fondi marini - le attività di navigazione, sorvolo, posa di cavi, costruzione di isole e installazioni artificiali, pesca, ricerca scientifica (UNCLOS 87).

Ogni Stato, sia costiero che interno, ha diritto di navigare in alto mare con navi battenti la sua bandiera (UNCLOS 90) le quali sono soggette alla sua giurisdizione esclusiva (UNCLOS 92, 1), a meno che sia diversamente stabilito da specifici accordi ovvero si verta in un caso in cui le navi da guerra e le navi in servizio governativo degli altri Stati si avvalgano dei poteri di intervento esercitabili a titolo di diritto di visita e di diritto di inseguimento.

Ogni Stato il quale sia direttamente e gravemente minacciato da inquinamento derivante da sinistro marittimo avvenuto in alto mare, ha il diritto di adottare le misure necessarie a fronteggiare l'evenienza (UNCLOS 221). A questo diritto fa riscontro l'obbligo, previsto da UNCLOS 192 come principio di carattere generale, di proteggere e preservare in alto mare l'ambiente marino.

L'alto mare deve essere riservato a scopi pacifici e nessuno Stato può pretendere di assoggettarne alcuna parte alla sua sovranità (UNCLOS 88 e 89). Le navi da guerra possono tuttavia eseguire in alto mare attività operative, quali esercitazioni combinate, operazioni di volo con aeromobili imbarcati, sorveglianza, raccolta di informazioni, prove di armi, lancio di ordigni esplosivi da aeromobili in situazioni di necessità, tenendo nel dovuto riguardo i diritti degli altri Stati. A tal fine è però necessario che la zona in cui si svolge l'esercitazione o in cui è stato sganciato un ordigno rimasto inesploso sia dichiarata zona pericolosa per la navigazione e il sorvolo con appropriati mezzi di diffusione internazionali.

Area marina particolarmente sensibile

Gli Stati costieri possono istituire nella propria zona economica esclusiva aree particolari chiaramente definite (UNCLOS 211, 6) in cui adottare leggi e regolamenti atti a prevenire, ridurre e tenere sotto controllo l'inquinamento provocato da navi.

Condizione per l'istituzione di queste aree marine, che l'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO), è che sussistano evidenti ragioni tecniche correlate alle caratteristiche ecologiche e oceanografiche della zona e/o al «carattere peculiare del traffico locale».

Spetta all'IMO autorizzarne l'istituzione dopo consultazioni con gli Stati (contro) interessati.

Linee guida in materia sono contenute nella IMO Resolution A.927 (22) «Guidelines for the Identification and Designation of Particularly Sensitive Sea Areas».

Esse indicano come singoli criteri, da seguire alternativamente, quelli ecologici (quali l'unicità dell'ecosistema o la sua vulnerabilità per effetto di attività umane), sociali e economici (quali la protezione del turismo), scientifici e culturali (quali la ricerca biologica o la tutela storica).

Dopo l'approvazione dell'IMO gli Stati costieri pubblicano i limiti di tali aree particolari. La creazione di tali aree può porre problemi dal punto di vista della libertà di navigazione libertà dei mari di cui godono gli Stati terzi nelle ZEE: il punto è se si tratti di iniziative realmente giustificate secondo gli standard IMO o se esse siano invece preordinate a spostare le rotte di traffico in alto mare o nelle ZEE di altri Paesi.

Differenti dalle aree particolarmente sensibili sono le «Special areas» che possono essere istituite, anche in alto mare, per la prevenzione dell'inquinamento da idrocarburi, in applicazione della MARPOL 73/78 (protezione dell'ambiente marino).

In queste aree speciali — tra quelle già istituite vi è il Mar Mediterraneo il Mar Nero e il Mar Rosso — sono stabiliti standard restrittivi per la prevenzione dell'inquinamento da idrocarburi e rifiuti solidi.

Area marina specialmente protetta

Il Protocollo di Barcellona del 1995 sulla biodiversità, emanato nell'ambito della Convenzione di Barcellona del 1976 sulla protezione del Mediterraneo è dedicato all'istituzione di aree marine specialmente protette. Esse possono essere create in qualsiasi zona di mare del Mediterraneo soggetta alla «sovranità o alla giurisdizione» degli Stati parte, comprese le zone economiche esclusive, ed anche in aree adiacenti di «alto mare». In quest'ultimo caso la proposta deve essere avanzata, previa consultazioni, da due o più Stati interessati anche se non siano parti del Protocollo.

La decisione, adottata dagli Stati parti per consenso, si formalizza con l'inclusione nella «List of Specially Protected Areas of Mediterranean Importance» (SPAMI List) ed è vincolante erga omnes. Gli Stati interessati possono adottare nelle SPAMI misure di protezione attinenti la Convenzione di Barcellona o altri Protocolli correlati, quali la proibizione di scaricare in mare rifiuti, la regolazione del passaggio delle navi (ivi compresi la sosta e l'ancoraggio), il divieto di introdurre specie viventi non indigene, la regolazione delle attività di esplorazione del fondo o di ricerca scientifica. Particolare importanza, in considerazione della situazione della pesca nel Mediterraneo, assume la misura di regolazione o proibizione della pesca.

Baie storiche

La nozione di baia storica non è codificata in Diritto Internazionale. La normativa vigente (UNCLOS 10,6 che ripete la disciplina di Ginevra I, 7, 6.) prevede infatti che le baie storiche costituiscano una eccezione al principio per cui lo Stato costiero ha il diritto di sottoporre al regime delle acque interne una insenatura nel caso in cui:

- rappresenta una baia in senso giuridico, vale a dire una «insenatura ben marcata» avente una superficie almeno eguale a quella del semicerchio il cui diametro sia costituito dalla linea di base dritta, non eccedente le 24 miglia, tracciata tra i punti di entrata;
- la costa presenti «profonde frastagliature» e lo Stato costiero si avvalga della facoltà di includerle (anche mediante il tracciamento di linee di chiusura superiori alle 24 miglia) all'interno di un sistema complessivo di linee di base. (.....)

Baie storiche (Mediterraneo)

Golfo della Sirte

La chiusura dell'intero Golfo della Sirte è stata attuata dalla Libia Decreto del «Consiglio della Guida della Rivoluzione» del 9 ottobre 1973, prevedendo il tracciamento di una linea di base di 306 mg di lunghezza tra le città di Bengasi e Misurata, alla latitudine 32° 30'. Nel comunicato del Governo libico, emesso in concomitanza con l'emanazione del suindicato Decreto, si giustifica l'iniziativa con il fatto che «I diritti di sovranità sul Golfo della Sirte sono stati esercitati senza alcun contrasto, durante i lunghi periodi della storia». In relazione a ciò, il Golfo è stato inserito nell'ambito della categoria delle «baie storiche».

La dichiarazione libica richiama peraltro l'esistenza di interessi vitali come fondamento della sovranità laddove afferma che «Il suo pieno controllo rappresenta una necessità per garantire la sicurezza e l'incolumità del paese, in considerazione della sua posizione geografica che controlla il paese».

(.....)

Circa le caratteristiche geografiche va notato che, a fronte di un'apertura di 306 miglia, la Sirte ha una profondità massima, nel punto di maggiore concavità della costa, di sole 125 miglia. Questa circostanza, cui è correlato il fatto che la superficie dell'area è nettamente inferiore a quella del semicerchio avente come diametro la linea di chiusura, fa sì che l'insenatura, essendo priva della caratteristica di marcata indentazione nella terraferma, non possa definirsi una «baia» né dal punto di vista geografico né da quello giuridico. In relazione a queste premesse è convincente quasi unanime, in campo internazionale, che la chiusura del Golfo della Sirte, non sia legittima (l'iniziativa libica risulta essere stata riconosciuta esclusivamente da Siria e Sudan). Tutti i Paesi europei hanno espresso riserve in merito. Una nota di protesta è stata formulata nel 1985 dalla Comunità Europea con cui si è affermata l'illegalità della «proclamazione, contrariamente al vigente diritto consuetudinario internazionale, della sovranità libica sulla totalità delle acque del Golfo della Sirte». La pretesa libica è stata di recente rinnovata nell'ambito del provvedimento del 2005 di creazione della Zona di protezione della pesca.

(.....)

Golfo di Taranto

È qualificato come «baia storica» dal DPR 26 aprile 1977, n. 816 sulle linee di base del mare territoriale italiano che ne ha previsto la chiusura con una linea (della lunghezza di 60 miglia) tracciata tra S.Maria di Leuca e Punta Alice. L'insenatura è una baia in senso giuridico, in quanto, ha una superficie pari a quella del semicerchio che ha come diametro la linea di chiusura e presenta, perciò, caratteristiche di marcata indentazione nella terraferma. Questa circostanza, cui è collegata quella particolare situazione di sottoposizione al dominio terrestre che è presupposto dell'esercizio di diritti esclusivi di sovranità, trova anche conferma nel fatto che le fauces terrarum del Golfo (Penisola Salentina e Calabria) sono di notevole lunghezza e modesta larghezza.

Gli elementi su cui si basa la storicità non sono stati indicati dal nostro Paese né al momento della emanazione del suindicato provvedimento sulle linee di base né in altre precedenti o successive occasioni. Il caso del Golfo di Taranto è inoltre ignorata dalla letteratura sulle baie storiche a eccezione del già citato de Cussy (Phases et Causes Célèbres du Droit Maritime des Nations) che lo

enuncia assieme a quelle della Baia canadese di Hudson , al Golfo del Messico e ai golfi italiani di Napoli e Salerno.
(.....)

Linea di base

Il termine indica genericamente la linea dalla quale è misurata l'ampiezza delle acque territoriali. La tipologia delle varie ipotesi previste dalla normativa internazionale in rapporto alla situazione geografica dell'area interessata, è, in particolare, quella sottoindicata.

Linea di base normale

È detta linea di base normale (*normal baseline*) la linea di bassa marea lungo la costa (Ginevra I, 3; UNCLOS 5). Essa costituisce il limite interno dal quale è misurata l'ampiezza delle acque territoriali. Casi particolari che consentono di far allontanare dalla costa la linea di base, spostandola verso il largo, sono costituiti dalla presenza, negli atolli o barriere coralline, di scogli o rocce affioranti o dalla esistenza di opere portuali permanenti, come le scogliere, o dalla speciale configurazione geografica di foci o delta di fiumi. Sono invece esclusi da questo regime i bassifondi o gli scogli che emergono a bassa marea, a meno che su di essi sia stata costruita una installazione fissa quale, ad esempio, un faro (Ginevra, I, 11; UNCLOS 13).

Linea di base retta

Ai fini del tracciamento delle linee di base può altresì essere impiegato il metodo delle linee di base rette (*straight baselines*) colleganti punti appropriati della costa, nel caso in cui questa presenti profonde rientranze e sia molto frastagliata o quando esista nelle sue immediate vicinanze una frangia di isole (Ginevra, I, 4,1; UNCLOS,7,1).

La configurazione di queste linee di base — la cui lunghezza massima non è di misura predeterminata — non deve tuttavia allontanarsi in modo apprezzabile dalla direzione della costa; le zone di mare racchiuse da esse, per poter essere considerate acque interne, devono, in aggiunta, essere strettamente collegate al dominio terrestre.

È peraltro consentito il tracciamento di particolari linee di base rette che derogano a tale principio, qualora lo Stato costiero abbia in loco interessi economici particolari la cui esistenza e importanza sia chiaramente testimoniata dal lungo uso (Ginevra, I, 4, 4.; UNCLOS 7, 5.).

Il tracciamento di linee di base rette tra i punti di entrata di una insenatura è anche ammesso, oltre che nella citata ipotesi in cui la costa sia molto frastagliata o presenti profonde rientranze, nel caso in cui si tratti di una baia in senso giuridico, vale a dire di un «incavo ben marcato» avente una superficie almeno eguale a quella del semicerchio il cui diametro sia costituito dalla linea di chiusura dell'insenatura. Questa non può tuttavia eccedere le 24 miglia (Ginevra, I, 7,2.; UNCLOS 10,2).

Il limite delle 24 miglia, nella determinazione della linea di chiusura di una insenatura, può essere derogato nell'ipotesi in cui l'area sia rivendicata dallo Stato costiero a titolo di «baia storica».

Linea di base arcipelagica

Sono dette linee di base arcipelagiche (*Arcipelagic baselines*) le linee di base rette congiungenti i punti più estremi delle isole e degli scogli più esterni di uno «Stato arcipelagico » intendendo come tale uno Stato costituito interamente da uno o più arcipelaghi e, eventualmente, da altre isole (UNCLOS 46).

Le linee di base arcipelagiche, a partire dalle quali vengono misurate le acque territoriali, la zona contigua, la piattaforma continentale e la zona economica esclusiva racchiudono al loro interno le acque arcipelagiche.

I principali requisiti cui devono rispondere queste linee (UNCLOS 47) sono:

- lunghezza di ogni linea non superiore a 100 miglia (o 125 miglia per non più del 3% del totale dei segmenti);
- rapporto tra superfici marine e terre emerse in ragione, al massimo, di 9 a 1;
- tracciato complessivo che non si discosta in modo sensibile dalla configurazione dell'arcipelago.

Linea mediana o di equidistanza

È tale la linea, ciascun punto della quale è equidistante dai punti più vicini delle linee di base dalle quali è misurata, tracciata per la delimitazione delle zone di rispettiva giurisdizione di Stati con coste opposte o adiacenti.

I termini di linea mediana e di linea di equidistanza sono attualmente considerati equivalenti (UNCLOS 15).

In effetti sembra più corretto parlare di principio dell'equidistanza sulla base del quale è tracciata una linea mediana. In precedenza il concetto di linea mediana veniva impiegato riguardo alla delimitazione frontale della piattaforma continentale degli Stati con coste opposte (Ginevra, IV, 6,1),

mentre quello di linea di equidistanza veniva riferito alla delimitazione laterale nel caso di coste adiacenti (Ginevra, IV, 6, 2.).

Organizzazione Marittima Internazionale (IMO)

L'International Maritime Organization (IMO) è un'agenzia delle Nazioni Unite competente in materia di sicurezza della navigazione e di prevenzione dell'inquinamento del mare (Protezione dell'ambiente marino).

Il ruolo dell'Organizzazione è riconosciuto dalla Convenzione del Diritto del Mare del 1982 (UNCLOS), che invita tutti gli Stati a osservarne gli standards. Creata nel 1948, l'IMO è divenuta un organismo che, attraverso la sua produzione normativa (Convenzioni internazionali, Regolamenti e Raccomandazioni) disciplina tutti i settori di attività riguardanti la navigazione.

I principali trattati approvati nell'ambito dell'IMO sono: la Convenzione di Londra del 1974 sulla sicurezza della vita umana in mare (SOLAS 1974), la Convenzione di Londra del 1973 sulla prevenzione dell'inquinamento da navi (MARPOL), la Convenzione di Roma del 1988 per la repressione dei reati diretti contro la sicurezza della navigazione marittima (SUA Convention). La tradizionale competenza dell'IMO in materia di sicurezza marittima intesa come safety si è di recente, sulla spinta delle nuove minacce terroristiche, estesa alla sicurezza internazionale (*maritime security*). In questo quadro, nel 2005 sono stati approvati due Protocolli di modifica alla SUA Convention.

Piattaforma continentale

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

(.....)

La definizione geologica di piattaforma continentale è quella di piana sommersa che degrada dolcemente, a partire dalla linea di costa, verso il largo, sino al punto in cui l'inclinazione aumenta considerevolmente, per poi sprofondare nella scarpata continentale ai piedi della quale inizia la zona di sedimenti rocciosi denominata risalita continentale, che discende gradualmente nella piana abissale fino al limite esterno del margine continentale.

Tale margine non comprende, dunque, il fondo degli abissi oceanici con le dorsali marine e il relativo sottofondo (UNCLOS, 73,3).

La nozione giuridica ha subito modifiche col tempo, in conseguenza dell'evolversi della prassi e della giurisprudenza internazionale in materia. Per piattaforma continentale si intende attualmente (UNCLOS 76,1) l'area sottomarina che si estende al di là delle acque territoriali, attraverso il prolungamento naturale del territorio emerso, sino al limite esterno del margine continentale, o sino alla distanza di 200 miglia dalle linee di base, qualora il margine continentale non arrivi a tale distanza.

Quello delle 200 miglia è, in definitiva, considerato dalla Convenzione del 1982 come il limite minimo della piattaforma continentale.

Nel caso in cui la piattaforma continentale si estenda oltre il limite minimo delle 200 miglia, lo stato costiero è obbligato a versare all'Autorità internazionale dei fondi marini una percentuale variabile del ricavato dell'attività estrattiva, per la successiva distribuzione tra i Paesi meno sviluppati o privi delle risorse prodotte nella piattaforma continentale (UNCLOS 80).

La norma, in materia di delimitazione delle piattaforme continentali tra stati frontisti e confinanti, è quella dell'accordo, sulla base del diritto internazionale, in modo da raggiungere una «soluzione equa» (UNCLOS 83,1.). Non è invece più ritenuto un principio valido la regola secondo cui la base della delimitazione tra Stati dovrebbe essere costituita dalla linea mediana o di equidistanza con le deroghe giustificate dalle «circostanze speciali (il termine indicava, nella prassi e nella giurisprudenza internazionale, situazioni di vario genere, quali, per esempio, la presenza di isole in prossimità delle coste dell'altro stato, la particolare configurazione concava o convessa delle coste dei due Stati e la loro lunghezza in rapporto all'estensione della piattaforma, l'esistenza di interessi economici consolidati).

I diritti sovrani di esplorazione e sfruttamento delle risorse naturali della piattaforma continentale (minerali quali i noduli polimetallici o il petrolio, risorse non viventi, o specie viventi sedentarie) appartengono allo Stato costiero ipso facto e ab initio, nel senso che la loro titolarità non è la conseguenza di un atto di proclamazione o di un possesso effettivo realizzato mediante occupazione (UNCLOS 77).

Ai Paesi terzi spetta invece il diritto di navigazione e sorvolo sulla massa d'acqua sovrastante la piattaforma continentale (UNCLOS 78).

Uguale è libera l'attività di pesca (v.) di tutte le specie ittiche tranne quelle stanziali, a meno che non siano state proclamate in loco zone riservate di pesca o zone economiche esclusive. La posa di

cavi e condotte sottomarine è soggetta alle condizioni stabilite dallo Stato costiero, mentre la ricerca scientifica deve essere da questo espressamente autorizzata.

Piattaforma continentale (Mediterraneo)

Pochi sono ancora, rispetto a quelli che sarebbe necessario negoziare, gli accordi di delimitazione concernenti la piattaforma continentale dei Paesi rivieraschi del Mediterraneo. A fronte di quasi trenta accordi che sono ancora da stipulare, ne risultano invece già conclusi solo sette, quattro dei quali riguardano l'Italia. La situazione è in particolare la seguente:

Piattaforma continentale italiana

I principi adottati dall'Italia per la regolamentazione della ricerca ed estrazione degli idrocarburi nella propria piattaforma continentale sono contenuti nella L. 21 luglio 1967, n. 613. La normativa disciplina le condizioni per il rilascio dei permessi di ricerca stabilendo, in armonia con le relative disposizioni della IV Convenzione di Ginevra del 1958, che il limite della piattaforma continentale italiana è costituito dalla isobata dei 200 m o, più oltre, da punti di maggiore profondità, qualora lo consenta la tecnica estrattiva, sino alla «linea mediana tra la costa italiana e quella degli stati che la fronteggiano», a meno che, con accordo, non venga stabilito un confine diverso.

Questi i trattati di delimitazione della piattaforma continentale finora stipulati dall'Italia con i Paesi mediterranei frontisti:

— Accordo con la Jugoslavia dell'8 gennaio 1968 (ratificato con DPR 22 maggio 1969, n. 830; in vigore dal 21 gennaio 1970): segue il criterio della mediana tra le coste dei due Paesi, attribuendo un effetto nullo o minimo, nel tracciamento della delimitazione, all'isola jugoslava di Pelagosa e agli isolotti (disabitati) di Pomo e S. Andrea; scostamenti dal principio di equidistanza sono stati attuati in favore dell'Italia, nel quadro di una compensazione di aree tra le due Parti, tenendo conto dell'effetto delle Isole di Jabuka e Galiola. La Slovenia, la Croazia ed il Montenegro sono Stati successori rispetto a questo Accordo (v. Successione tra Stati). Italia e Croazia hanno stipulato nel 2005 un'Intesa tecnica che, lasciando inalterato il contenuto dell'Accordo del 1968, per ovviare all'incertezza dei dati cartografici non univoci, ha trasformato in datum WGS 84 le coordinate dei punti da 1 a 42 della linea di delimitazione della piattaforma continentale tracciati sulle carte nautiche italiane ed ex iugoslave allegate all'Accordo del 1968.

— Accordo con la Tunisia del 28 agosto 1971 (ratificato con L. 3 giugno 1978, n. 357; in vigore dal 16 dicembre 1978): segue il criterio della mediana tra le coste continentali della Tunisia e quelle della Sicilia senza dare alcun valore, ai fini della delimitazione, alle «circostanze speciali» rappresentate dalle isole italiane di Pantelleria, Lampedusa e Linosa e all'isolotto disabitato di Lampione. La porzione di piattaforma di queste isole è limitata, rispettivamente, ad archi di cerchio di 13 e 12 miglia. di raggio e coincide quindi, tranne che per il caso di Pantelleria, con l'attuale estensione delle acque territoriali. Per effetto dello stesso Trattato è stata concessa alla Tunisia un'area di quasi 30.000 chilometri quadrati, corrispondente a quella che sarebbe spettata all'Italia ove fosse stata adottata la linea mediana rispetto alle Isole Pelagie. Da notare che la soluzione prescelta comporta che il cosiddetto «Mammellone» ricade interamente all'interno della piattaforma tunisina;

— Accordo con la Spagna del 19 febbraio 1974 (ratificato con L. 3 giugno 1978, n. 348; in vigore dal 16 novembre 1978): segue il criterio della mediana tra la Sardegna e le Baleari con una linea leggermente concava che attribuisce rilievo al maggior sviluppo costiero della Sardegna rispetto all'Isola di Minorca. La delimitazione è stata oggetto di riserve da parte della Francia che considera come facente parte della propria piattaforma continentale una porzione delle aree spartite tra Italia e Spagna;

— Accordo con la Grecia del 24 maggio 1977 (ratificato con L. 23 marzo 1980, n. 290; in vigore dal 3 luglio 1980): la delimitazione tiene conto interamente delle isole Strofadi, di Zante, Cefalonia, Leucade e Corfù. Unica eccezione è l'Isola di Fano, cui è attribuito un effetto ridotto;

— Accordo con l'Albania del 18 dicembre 1992 (ratificato con legge 12 aprile 1995, n. 147 ed entrato in vigore il 26 febbraio 1999). La delimitazione è stata determinata sulla base del principio di equidistanza espresso nella linea mediana dalle coste dei due Paesi senza tener conto delle loro linee di base dritte.

Da segnalare inoltre che:

— la delimitazione si ferma al di qua dei punti tripli con Grecia e Repubblica Federale di Jugoslavia da definire successivamente con gli Stati interessati;

— viene fatto salvo il regime giuridico delle acque e dello spazio aereo sovrastanti la piattaforma continentale;

— si definiscono criteri (proporzionalità ed equo indennizzo) per lo sfruttamento di giacimenti eventualmente esistenti a cavallo della mediana;

— si stabilisce l'impegno delle due Parti ad adottare tutte le misure possibili a evitare che le attività di esplorazione e sfruttamento delle rispettive zone di piattaforma possano pregiudicare l'equilibrio ecologico del mare o interferire ingiustificatamente con altri usi legittimi del mare.

In materia di piattaforma continentale italiana bisogna inoltre considerare che:

— la trattativa con la Francia si interruppe nel 1974 per la pretesa di questo Paese di pervenire ad una delimitazione non conforme agli interessi italiani e non in linea con i principi al tempo vigenti in materia di definizione della piattaforma continentale tra stati confinanti;

— esiste un *modus vivendi* con Malta, instaurato con scambio di note verbali del 29 aprile 1970, riguardante la delimitazione parziale, a carattere provvisorio, dei fondali entro la batimetrica dei 200 m per mezzo della linea di equidistanza tra le coste settentrionali di Malta e le prospicienti coste della Sicilia;

— la Corte Internazionale di Giustizia ha esaminato gli interessi italiani relativi alla delimitazione della piattaforma continentale nel Mediterraneo centrale nell'ambito della controversia tra Malta e la Libia per la suddivisione della rispettiva piattaforma continentale. In particolare nell'ottobre 1983 l'Italia ha presentato alla Corte una richiesta di intervento, quale terzo, ai sensi dell'art. 62 dello Statuto della Corte, nell'ambito del giudizio instauratosi tra i due Paesi, per rivendicare propri interessi sia ad Ovest del meridiano 13° 50" (a Sud Est delle Isole Pelagie), sia a Est del punto 34° 30'N, 15°10" E, ove ricade il Banco di Medina, oggetto di pretese italiane, libiche e maltesi. Il Banco di Medina è un bassofondo posizionato 68 miglia a sud est di Malta, in cui sembra essere stato localizzato un vasto giacimento petrolifero che è ripartito solo per una parte tra la Libia e Malta, mentre, per la restante, risulta non delimitato sì da non pregiudicare gli interessi italiani.. (.....)

La Corte, con la sentenza 3 giugno 1985, nel decidere sulla controversia per la delimitazione della piattaforma continentale tra Malta e la Libia, ha tenuto conto degli interessi dell'Italia a non vedere pregiudicate le proprie pretese sulla piattaforma inerente le aree ad Est ed a Ovest di Malta. La Corte ha infatti stabilito (para 22 della motivazione) che i limiti entro i quali la Corte, al fine di preservare i diritti dei terzi Stati, restringerà la propria decisione nel presente caso, possono perciò essere definiti nei termini della pretesa dell'Italia che sono riportati con precisione sulla mappa per mezzo di coordinate geografiche. Durante il procedimento tenutosi a seguito della sua richiesta di intervento, l'Italia ha stabilito che essa ritiene di avere diritto su una zona geografica delimitata ad Ovest dal meridiano 15° 10'E, a Sud dal parallelo 34° 30'N, ad Est dalla linea di delimitazione concordata tra Italia e Grecia ed il suo prolungamento, ed a Nord dalle coste italiane della Calabria e della Puglia; e [ritiene di aver diritto] sopra una seconda area delimitata dalle linee che uniscono i seguenti punti: (i) il punto sud-orientale terminale della linea definita nell'Accordo tra l'Italia e la Tunisia del 20 agosto 1971; (ii) punti X e G mostrati su una carta presentata alla Corte il 25 gennaio 1984; (iii) il punto 34° 20 'N e 13°50'E; e (iv) il punto collocato sul meridiano 13° 50'E a Nord del punto precedente ed a Est del punto terminale menzionato ad (i). Queste aree sono mostrate nella carta qui inclusa. La Corte, nel rispondere alla questione posta [da Libia e Malta] nell'Accordo speciale, si limiterà all'area in cui non esistono pretese di terzi Stati, vale a dire l'area tra il meridiano 13° 50'E e 15° 10'E. La Corte nota che vi è ad Est (della stessa area) un'ulteriore area di piattaforma continentale, situata a Sud del parallelo 34° 30'N, alla quale non si estendono le pretese dell'Italia ma che è soggetta alle pretese contrastanti di Libia e Malta (...). I limiti entro i quali la Corte, al fine di preservare i diritti dei terzi, restringerà la sua decisione nel presente caso, possono perciò essere definiti nei termini della pretesa dell'Italia.

Ricerca scientifica in mare

Gli stati costieri hanno il diritto esclusivo di condurre ricerche scientifiche nelle loro acque territoriali; le navi straniere possono tuttavia essere autorizzate, previo consenso espresso (UNCLOS 21, 1 lett. g.), a compiere tali attività che possono riguardare anche le prospezioni idrografiche.

Il principio del consenso esplicito dello Stato costiero è anche la regola per la ricerca che navi straniere intendono effettuare nella zona economica esclusiva o nella piattaforma continentale. Hanno una posizione preferenziale, a questo scopo, le ricerche condotte «a fini esclusivamente pacifici per accrescere le conoscenze scientifiche sull'ambiente marino a vantaggio dell'umanità intera» (UNCLOS 246, 3) in settori come la oceanografia, la biologia marina, l'esecuzione di prospezioni geologiche o geofisiche.

La concessione del consenso è subordinata a varie condizioni, quali la partecipazione dello stato costiero alla campagna di ricerca o la comunicazione dei risultati della stessa.

L'Italia ha regolamentato questa materia con la circolare ministeriale dell'11.7.1984 (diramata per via diplomatica a tutti i Paesi interessati) relativa alle «ricerche in zone ricadenti sotto la giurisdizione italiana», termine con il quale, in mancanza di una ZEE nazionale, si fa riferimento alle acque territoriali e alla piattaforma continentale italiana.

Quanto alla ricerca scientifica per fini militari (che comprende sia l'esecuzione di prospezioni idrocartografiche sia la raccolta di dati oceanografici, chimici, biologici, acustici o di altra natura a fini non offensivi) vanno distinte le situazioni a seconda che venga condotta nelle acque territoriali straniere o al di fuori di esse.

Nessun dubbio che tali attività, ove condotte in acque territoriali straniere senza il consenso esplicito dello Stato costiero, costituiscano una violazione dei principi del transito inoffensivo e siano perciò vietate (UNCLOS 19, 2, lett. j.). Eguale regime vige negli stretti internazionali (UNCLOS 40).

Diverso il discorso per la loro esecuzione sulla piattaforma continentale o nella ZEE: in assenza di norme espresse di diritto positivo è da ritenersi consentita in quanto al libero e legittimo uso del mare e alle libertà associate alle attività operative (UNCLOS 58, 1; 78, 2; 87, 1). Tenuto conto, tuttavia, che in materia non esiste uniformità di prassi applicativa (alcuni Stati pretendono, per esempio, che l'esecuzione di campagne idrografiche sulla loro piattaforma continentale sia soggetta a preventiva notifica o autorizzazione) va sottolineato che la scelta da parte delle Marine di svolgere autonomamente ricerche militari o idrografiche in tali zone costituisce materia di rilievo politico-diplomatico che va preliminarmente definita a livello di Autorità di governo tenendo conto di possibili eventuali contenziosi.

NORME DI RIFERIMENTO

PREMESSA

Le attività offshore sono oggetto di specifica disciplina normativa, primaria e di attuazione, con riguardo alla individuazione delle aree potenzialmente sfruttabili, alle condizioni, alle modalità di rilascio e alle vicende modificative dei titoli minerari e, infine, agli aspetti di sicurezza e di tutela ambientale. La Direzione generale monitora l'evoluzione normativa con potenziale impatto sulle attività minerarie a mare e sui relativi procedimenti autorizzativi di competenza. Sulla base delle modifiche alle principali fonti normative, vengono aggiornate le fonti secondarie relative alla produzione di idrocarburi (Decreti Ministeriali, Decreti Direttoriali, Circolari, Comunicati), in altri casi si procede in conformità alle nuove disposizioni di legge.

PRINCIPALI NORME SULLA DELIMITAZIONE DELLA PIATTAFORMA CONTINENTALE

- **Legge 8 dicembre 1961, n. 1658** – “Adesione alla Convenzione sul mare territoriale e la zona contigua e alla Convenzione sull'alto mare, adottate a Ginevra il 29 aprile 1958 e loro esecuzione”
- **Legge 21 luglio 1967, n. 613** – “Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e modificazioni alla L. 11 gennaio 1957, n.6, sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi”
- **Decreto del Presidente della Repubblica 26 aprile 1977, n. 816** – “Norme regolamentari relative all'applicazione della legge 8 dicembre 1961, n. 1658, con la quale è stata autorizzata l'adesione alla convenzione sul mare territoriale e la zona contigua, adottata a Ginevra il 29 aprile 1958, ed è stata data esecuzione alla medesima”
- **Legge 2 dicembre 1994, n. 689** – “Ratifica ed esecuzione della Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare, con allegati e atto finale, fatta a Montego Bay il 10 dicembre 1982, nonché dell'accordo di applicazione della parte XI della convenzione stessa, con allegati, fatto a New York il 29 luglio 1994”

ACCORDI E CONVENZIONI CON I PAESI FRONTISTI

- **Decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1969 n. 830** - “Accordo tra la Repubblica italiana e la Repubblica socialista federativa di Jugoslavia”
- **Legge 14 marzo 1977 n. 73** - “Ratifica ed esecuzione del trattato tra la Repubblica italiana e la Repubblica socialista federativa di Jugoslavia”
- **Legge 3 giugno 1978 n. 347** – “Ratifica ed esecuzione dell'accordo tra la Repubblica italiana e la Repubblica tunisina”
- **Legge 23 maggio 1980 n. 290** – “Ratifica ed esecuzione dell'accordo tra la Repubblica italiana e la Repubblica di Grecia”
- **Legge 12 aprile 1995 n. 147** – “Ratifica ed esecuzione dell'accordo tra la Repubblica italiana e la Repubblica di Albania”
- **Legge 3 giugno 1978 n. 348** – “Ratifica ed esecuzione dell'accordo tra l'Italia e la Spagna relativo alla delimitazione della piattaforma continentale tra i due Paesi, con allegati, firmato a Madrid il 19 febbraio 1974”
- **Convenzione Italo-Francese 28 novembre 1986** – “Convenzione tra il Governo della Repubblica Italiana e il Governo della Repubblica Francese relativa alla delimitazione delle frontiere marittime nell'area delle Bocche di Bonifacio”

PRINCIPALI NORME SULLA ISTITUZIONE DELLE ZONE MARINE AI FINI DELLE ATTIVITÀ MINERARIE

- **Legge 21 luglio 1967, n. 613** – “Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e modificazioni alla Legge 11 gennaio 1957, n. 6, sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi”
- **Decreto Ministeriale 13 giugno 1975** – “Delimitazione dell'area marina da nominare "zona F" ai fini della ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi”
- **Decreto Interministeriale 26 giugno 1981** – “Delimitazione di due aree marine della piattaforma continentale italiana denominate nel complesso "zona G" ai fini della ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi”
- **Decreto Ministeriale 30 ottobre 2008** – “Ampliamento e ripermimetrazione di aree marine aperte alla ricerca e alla coltivazione di idrocarburi”

- **Decreto Ministeriale 29 marzo 2010** – “Aree marine aperte alla ricerca e alla coltivazione di idrocarburi. Ampliamento della “Zona G”.
- **Decreto Ministeriale 27 dicembre 2012** – “Aree marine aperte alla ricerca e alla coltivazione di idrocarburi. Ampliamento della “Zona C”.”

PRINCIPALI NORME CHE DISCIPLINANO LO SVOLGIMENTO DELLE ATTIVITÀ MINERARIE

- **Legge 21 luglio 1967, n. 613** – “Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e modificazioni alla Legge 11 gennaio 1957, N.6, sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi”
- **Legge 9 gennaio 1991, n. 9** – “Norme per l'attuazione del nuovo piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzioni e disposizioni fiscali”
- **Decreto Legislativo 25 novembre 1996, n. 625** – “Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi”
- **Legge 31 luglio 2002, n. 179** – “Disposizioni in materia ambientale”
- **Legge 23 agosto 2004, n. 239** – “Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia” - Come modificata ed integrata dalla Legge 23 luglio 2009, n. 99 e dal Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83 convertito con modificazioni dalla Legge 7 agosto 2012, n. 134.
- **Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152** – “Norme in materia ambientale” - Come modificato ed integrato dal Decreto Legislativo 29 giugno 2010, n. 128, dal Decreto Legislativo 7 luglio 2011, n. 121, dal Decreto Legge 9 febbraio 2012, n. 5 convertito con modificazioni dalla Legge 4 aprile 2012, n. 35, dal Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83 convertito con modificazioni dalla Legge 7 agosto 2012, n. 134 e dal Decreto Legge 12 settembre 2014, n. 133 convertito con modificazioni dalla Legge 11 novembre 2014, n. 164.
- **Decreto legge 18 ottobre 2012, n. 179**
Articolo 34, comma 19 - “Per la piena attuazione dei piani e dei programmi relativi allo sviluppo e alla sicurezza dei sistemi energetici di cui al Decreto Legislativo 1° giugno 2011, n. 93, gli impianti attualmente in funzione di cui all'articolo 46 del Decreto Legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, dalla Legge 29 novembre 2007, n. 222, e di cui agli articoli 6 e 9 della Legge 9 gennaio 1991, n. 9, continuano ad essere esercitati fino al completamento delle procedure autorizzative in corso previste sulla base dell'originario titolo abilitativo, la cui scadenza deve intendersi a tal fine automaticamente prorogata fino all'anzidetto completamento”;
- **Decreto Legge 12 settembre 2014, n. 133** – “Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive”
Articolo 38. (Misure per la valorizzazione delle risorse energetiche nazionali)
1. “Al fine di valorizzare le risorse energetiche nazionali e garantire la sicurezza degli approvvigionamenti del Paese, le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e quelle di stoccaggio sotterraneo di gas naturale rivestono carattere di interesse strategico e sono di pubblica utilità, urgenti e indifferibili. I relativi titoli abilitativi comprendono pertanto la dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza dell'opera e l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio dei beni in essa compresi, conformemente al decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327, recante il testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità.
1-bis. Il Ministro dello sviluppo economico, con proprio decreto, sentito il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, predispone un piano delle aree in cui sono consentite le attività di cui al comma 1. Il piano, per le attività sulla terraferma, è adottato previa intesa con la Conferenza unificata. In caso di mancato raggiungimento dell'intesa, si provvede con le modalità di cui all'articolo 1, comma 8-bis, della legge 23 agosto 2004, n. 239. Nelle more dell'adozione del piano i titoli abilitativi di cui al comma 1 sono rilasciati sulla base delle norme vigenti prima della data di entrata in vigore della presente disposizione (comma così modificato dalla **Legge 23 dicembre 2014, n. 190** recante “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge di stabilità 2015)”).
2. Qualora le opere di cui al comma 1 comportino variazione degli strumenti urbanistici, il rilascio dell'autorizzazione ha effetto di variante urbanistica.
(omissis)
5. Le attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 9, sono svolte a seguito del rilascio di un titolo concessorio unico, sulla base di un

programma generale di lavori articolato in una prima fase di ricerca, per la durata di sei anni, prorogabile due volte per un periodo di tre anni nel caso sia necessario completare le opere di ricerca, a cui seguono, in caso di rinvenimento di un giacimento tecnicamente ed economicamente coltivabile, riconosciuto dal Ministero dello sviluppo economico, la fase di coltivazione della durata di trenta anni, prorogabile per una o più volte per un periodo di dieci anni ove siano stati adempiuti gli obblighi derivanti dal decreto di concessione e il giacimento risulti ancora coltivabile, e quella di ripristino finale.

6. Il titolo concessorio unico di cui al comma 5 è accordato:

a) a seguito di un procedimento unico svolto nel termine di centottanta giorni tramite apposita conferenza di servizi, nel cui ambito è svolta anche la valutazione ambientale preliminare del programma complessivo dei lavori espressa, entro sessanta giorni, con parere della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA/VAS del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare;

b) con decreto del Ministro dello sviluppo economico, previa intesa con la regione o la provincia autonoma di Trento o di Bolzano territorialmente interessata, per le attività da svolgere in terraferma, sentite la Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie e le Sezioni territoriali dell'Ufficio nazionale minerario idrocarburi e georisorse;

c) a soggetti che dispongono di capacità tecnica, economica ed organizzativa ed offrono garanzie adeguate alla esecuzione e realizzazione dei programmi presentati e con sede sociale in Italia o in altri Stati membri dell'Unione europea e, a condizioni di reciprocità, a soggetti di altri Paesi. Il rilascio del titolo concessorio unico ai medesimi soggetti è subordinato alla presentazione di idonee fidejussioni bancarie o assicurative commisurate al valore delle opere di recupero ambientale previste.

6-bis. I progetti di opere e di interventi relativi alle attività di ricerca e di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi relativi a un titolo concessorio unico di cui al comma 5 sono sottoposti a valutazione di impatto ambientale nel rispetto della normativa dell'Unione europea. La valutazione di impatto ambientale è effettuata secondo le modalità e le competenze previste dalla parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni.

6-ter. Il rilascio di nuove autorizzazioni per la ricerca e per la coltivazione di idrocarburi è vincolato a una verifica sull'esistenza di tutte le garanzie economiche da parte della società richiedente, per coprire i costi di un eventuale incidente durante le attività, commisurati a quelli derivanti dal più grave incidente nei diversi scenari ipotizzati in fase di studio ed analisi dei rischi.

7. Con disciplinare tipo, adottato con decreto del Ministero dello sviluppo economico, sono stabilite, entro centoottanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto, le modalità di conferimento del titolo concessorio unico di cui al comma 5, nonché le modalità di esercizio delle relative attività ai sensi del presente articolo.

8. I commi 5, 6 e 6-bis si applicano, su istanza del titolare o del richiedente, da presentare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, anche ai titoli rilasciati successivamente alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e ai procedimenti in corso.

(omissis)

10. All'articolo 8 del [Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112](#), convertito, con modificazioni, dalla legge 6 agosto 2008, n. 133, dopo il comma 1 sono inseriti i seguenti:

"1-bis. Al fine di tutelare le risorse nazionali di idrocarburi in mare localizzate nel mare continentale e in ambiti posti in prossimità delle aree di altri Paesi rivieraschi oggetto di attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi, per assicurare il relativo gettito fiscale allo Stato e al fine di valorizzare e provare in campo l'utilizzo delle migliori tecnologie nello svolgimento dell'attività mineraria, il Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, sentite le Regioni interessate, può autorizzare, previo espletamento della procedura di valutazione di impatto ambientale che dimostri l'assenza di effetti di subsidenza dell'attività sulla costa, sull'equilibrio dell'ecosistema e sugli insediamenti antropici, per un periodo non superiore a cinque anni, progetti sperimentali di coltivazione di giacimenti. I progetti sono corredati sia da un'analisi tecnico-scientifica che dimostri l'assenza di effetti di subsidenza dell'attività sulla costa, sull'equilibrio dell'ecosistema e sugli insediamenti antropici e sia dai relativi progetti e programmi dettagliati di monitoraggio e verifica, da condurre sotto il controllo del Ministero dello sviluppo economico e del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Ove nel corso delle attività di verifica vengano accertati fenomeni di subsidenza sulla costa determinati dall'attività, il programma dei lavori è interrotto e l'autorizzazione alla sperimentazione decade. Qualora al termine del periodo di validità dell'autorizzazione venga accertato che l'attività è stata condotta senza effetti di subsidenza dell'attività sulla costa, nonché sull'equilibrio dell'ecosistema e sugli insediamenti antropici, il

periodo di sperimentazione può essere prorogato per ulteriori cinque anni, applicando le medesime procedure di controllo.

1-ter. Nel caso di attività di cui al comma 1-bis, ai territori costieri si applica quanto previsto dall'articolo 1, comma 5, della legge n. 239 del 2004 e successive modificazioni." (omissis)

- **Circolare Ministeriale del 17/10/2012** - "Modalità di applicazione dell'articolo 1, comma 82-sexies, della Legge 23 agosto 2004, n. 239 introdotto dall'articolo 27, comma 34, della Legge 23 luglio 2009 n.99 e dal comma 1 dell'articolo 35 del Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83 convertito con modificazioni della legge 7 agosto 2012 n. 134", emessa dalla Direzione, fornisce direttive in materia di procedure da seguire per il rilascio delle autorizzazioni per la realizzazione delle attività finalizzate a migliorare le prestazioni degli impianti di coltivazione di idrocarburi, compresa la perforazione, se effettuate a partire da opere esistenti (Art. 1, comma 82-sexies, della L. 23 agosto 2004, n. 239) e per le successive verifiche del rispetto dei limiti emissivi e di produzione già approvati.

PRINCIPALI NORME RELATIVE ALLA SICUREZZA E ALLA TUTELA AMBIENTALE

- **Legge 9 gennaio 1991, n. 9** - "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale."
Articolo 4. Divieto di prospezione, ricerca e coltivazione.
La prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi è vietata nelle acque del Golfo di Napoli, del Golfo di Salerno e delle Isole Egadi, fatti salvi i permessi, le autorizzazioni e le concessioni in atto, nonché nelle acque del Golfo di Venezia, nel tratto di mare compreso tra il parallelo passante per la foce del fiume Tagliamento e il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po.
- **Decreto del Ministero dell'Ambiente 28 luglio 1994, art. 1, comma 9** - "Determinazione delle attività istruttorie per il rilascio dell'autorizzazione allo scarico in mare dei materiali derivanti da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti idrocarburi liquidi e gassosi".
- *Allegato 1 all'articolo 1.*
- **9. Scarico in aree protette e sensibili.**
Fermo restando quanto previsto dall'art. 4 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, non possono essere rilasciate nuove autorizzazioni agli scarichi ricadenti nelle aree protette o sensibili così come di seguito definite. Le aree protette sono:
 - *aree archeologiche marine di cui alla legge 1° giugno 1939, n. 1089 e all'art. 1 della legge 8 agosto 1985, n. 431;*
 - *zone marine di tutela biologica di cui al decreto del Presidente della Repubblica 2 ottobre 1968, n. 1639, di attuazione della legge 14 luglio 1965, n. 963;*
 - *zone marine di ripopolamento di cui all'art. 17 della legge 17 febbraio 1982, n. 41;*
 - *zone marine e costiere elencate all'art. 31 della legge 31 dicembre 1982, n. 979, così come perimetrate, in via provvisoria, dall'allegato alla circolare n. 2 del 31 gennaio 1987 del Ministro della marina mercantile nonché quelle istituite ai sensi dell'art. 18 della legge 6 dicembre 1991, n. 394;*
 - *aree protette territoriali costiere (parchi e riserve naturali, nazionali e regionali) individuate o istituite in forza della legge 6 dicembre 1991, n. 394, ovvero da leggi statali o regionali o comunque vincolate da altri provvedimenti amministrativi attuativi.**Le aree sensibili sono:*
 - *la fascia delle 3 miglia marine dalla linea di costa o dal limite delle aree protette indicate nel comma 1; per le riserve naturali marine tale limite sarà quello definitivo indicato nel decreto istitutivo o da eventuali provvedimenti di salvaguardia;*
 - *praterie di fanerogame marine, ovunque ubicate.**Per le sole aree sensibili eventuali deroghe in caso di giacimenti aventi particolare rilevanza per l'economia del Paese, potranno essere concesse dal Ministero dell'ambiente, sentito il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.*
- **Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112** - "Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria". Convertito con modificazioni dalla **Legge 6 agosto 2008, n. 133**
Articolo 8. Legge obiettivo per lo sfruttamento di giacimenti di idrocarburi
Il divieto di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle acque del golfo di Venezia, di cui all'articolo della legge 9 gennaio 1991, n. 9, come modificata dall'articolo 26 della legge 31 luglio 2002, n. 179, si applica fino a quando il Consiglio dei Ministri, (d'intesa con la regione Veneto), su proposta del (Ministro dell'ambiente e della tutela) del territorio e del mare, non abbia definitivamente accertato la non sussistenza di rischi apprezzabili di subsidenza sulle coste,

sulla base di nuovi e aggiornati studi, che dovranno essere presentati dai titolari di permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione, utilizzando i metodi di valutazione più conservativi e prevedendo l'uso delle migliori tecnologie disponibili per la coltivazione.

- **Decreto legislativo 20 giugno 2010, n. 128** – “Modifiche ed integrazioni al d.lgs. 03/04/2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69”.

L'articolo 2, comma 3, lett. h) aggiunge il seguente comma 17 all'articolo 6 del Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152

17. Ai fini di tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni internazionali sono vietate le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della Legge 9 gennaio 1991, n. 9.

Il divieto e'altresi stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia marine dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette, oltre che per i soli idrocarburi liquidi nella fascia marina compresa entro cinque miglia dalle linee di base delle acque territoriali lungo l'intero perimetro costiero nazionale.

- **Decreto Legislativo 7 luglio 2011, n. 121** – “Attuazione della direttiva 2008/99/CE sulla tutela penale dell'ambiente, nonché della direttiva 2009/123/CE che modifica la direttiva 2005/35/CE relativa all'inquinamento provocato dalle navi e all'introduzione di sanzioni per violazioni”.

L'articolo 3, comma 1 introduce le seguenti modifiche al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. Al comma 17 dell'articolo 6 del Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152, dopo il secondo periodo è inserito il seguente: «Per la baia storica del Golfo di Taranto di cui all'articolo 1 del Decreto del Presidente della Repubblica 26 aprile 1977, n. 816, il divieto relativo agli idrocarburi liquidi è stabilito entro le cinque miglia dalla linea di costa.».

- **Decreto del Presidente della Repubblica 27 ottobre 2011, n. 209** – “Regolamento recante istituzione di Zone di protezione ecologica del Mediterraneo nord-occidentale, del Mar Ligure e del Mar Tirreno”.

- **Decreto-Legge 22 giugno 2012, n. 83, Art. 35, comma 1,-** “Misure urgenti per la crescita del Paese”.

L'articolo 6, comma 17, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, è sostituito dal seguente:

"17. Ai fini di tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni internazionali sono vietate le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette, fatti salvi i procedimenti concessori di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge n. 9 del 1991 in corso alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 29 giugno 2010 n. 128 ed i procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi, nonché l'efficacia dei titoli abilitativi già rilasciati alla medesima data, anche ai fini della esecuzione delle attività di ricerca, sviluppo e coltivazione da autorizzare nell'ambito dei titoli stessi, delle eventuali relative proroghe e dei procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi. Le predette attività sono autorizzate previa sottoposizione alla procedura di valutazione di impatto ambientale di cui agli articoli 21 e seguenti del presente decreto, sentito il parere degli enti locali posti in un raggio di dodici miglia dalle aree marine e costiere interessate dalle attività di cui al primo periodo. Dall'entrata in vigore delle disposizioni di cui al presente comma è abrogato il comma 81 dell'articolo 1 della legge 23 agosto 2004, n. 239. A decorrere dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, i titolari delle concessioni di coltivazione in mare sono tenuti a corrispondere annualmente l'aliquota di prodotto di cui all'articolo 19, comma 1 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, elevata dal 7% al 10% per il gas e dal 4% al 7% per l'olio. Il titolare unico o contitolare di ciascuna concessione è tenuto a versare le somme corrispondenti al valore dell'incremento dell'aliquota ad apposito capitolo dell'entrata del bilancio dello Stato, per essere interamente riassegnate, in parti uguali, ad appositi capitoli istituiti nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello sviluppo economico, per assicurare il pieno svolgimento rispettivamente delle azioni di monitoraggio e contrasto dell'inquinamento marino e delle attività di vigilanza e controllo della sicurezza anche ambientale degli impianti di ricerca e coltivazione in mare.".

All'articolo 184, al comma 5 bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 è aggiunto il seguente periodo: "con lo stesso decreto interministeriale sono determinati i criteri di individuazione delle concentrazioni soglia di contaminazione di cui all'Allegato 5 alla parte quarta del Presente decreto, applicabili ai siti appartenenti al Demanio Militare e alle aree ad uso esclusivo alle Forze Armate, tenuto conto delle attività effettivamente condotte nei siti stessi o nelle diverse porzioni di essi."

- **Decreto-Legge n. 1 del 24 gennaio 2012, Art. 16, comma 2** convertito con modificazioni dalla L. 27 del 24/3/2012 - stabilisce che le attività offshore da effettuarsi con l'impiego di operatori subacquei (Art. 53 del DPR n.886 del 24/5/1979,), devono essere svolte nel rispetto delle regole della buona tecnica definite dalla norma UNI 11366 ("Sicurezza e tutela della salute nelle attività subacquee e iperbariche professionali al servizio dell'industria"). Il rinvio esplicito alla norma UNI fornisce un puntuale riferimento alla gestione delle attività subacquee che, per la specificità ambientale che le caratterizza, necessita di norme che possano garantire il raggiungimento dei più alti livelli di sicurezza per tutti i lavoratori subacquei e la possibilità per le aziende italiane di concorrere sul mercato internazionale con proprie regole senza dover ricorrere ad organizzazioni straniere per le omologazioni delle procedure operative aziendali, necessarie per partecipare alle gare di appalto internazionali. Le aziende italiane che si dedicano ai lavori subacquei sono oggi più di 1.500, con un fatturato di oltre 700 milioni di euro per il solo settore degli idrocarburi offshore in acque nazionali e all'estero.
- **Decreto-Legge n. 5 del 9 febbraio 2012, Art. 24**, convertito con modificazioni dalla legge n. 35 del 4 aprile 2012 – modifica dell'Art. 29-decies del D. Lgs. 152/06 relativo al rispetto delle condizioni dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) e stabilisce che "Per gli impianti localizzati in mare, l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale esegue i controlli [...], coordinandosi con gli uffici di vigilanza del Ministero dello sviluppo economico", ovvero l'UNMIG che si avvale dei Laboratori di analisi della Direzione.
- **Decreto Legge 12 settembre 2014, n. 133** – "Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive"
Articolo 38, comma 11-quater. All'articolo 144 del [Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152](#), dopo il comma 4 è inserito il seguente:
 - "4-bis. Ai fini della tutela delle acque sotterranee dall'inquinamento e per promuovere un razionale utilizzo del patrimonio idrico nazionale, tenuto anche conto del principio di precauzione per quanto attiene al rischio sismico e alla prevenzione di incidenti rilevanti, nelle attività di ricerca o coltivazione di idrocarburi rilasciate dallo Stato sono vietati la ricerca e l'estrazione di shale gas e di shale oil e il rilascio dei relativi titoli minerari. A tal fine è vietata qualunque tecnica di iniezione in pressione nel sottosuolo di fluidi liquidi o gassosi, compresi eventuali additivi, finalizzata a produrre o favorire la fratturazione delle formazioni rocciose in cui sono intrappolati lo shale gas e lo shale oil. I titolari dei permessi di ricerca o di concessioni di coltivazione comunicano, entro il 31 dicembre 2014, al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, all'Istituto nazionale di geofisica e vulcanologia e all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, i dati e le informazioni relativi all'utilizzo pregresso di tali tecniche per lo shale gas e lo shale oil, anche in via sperimentale, compresi quelli sugli additivi utilizzati precisandone la composizione chimica. Le violazioni accertate delle prescrizioni previste dal presente articolo determinano l'automatica decadenza dal relativo titolo concessorio o dal permesso".
- **Circolare Ministeriale del 18/12/2012** contenente le "procedure di prevenzione incendi per le attività di cui al n. 7 dell'Allegato I al D.P.R. 151/2011", cui corrisponde una speculare Circolare emanata dal Ministero dell'Interno (Dipartimento dei Vigili del Fuoco del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile). L'emanazione di tale Circolare si è resa necessaria in quanto il D.P.R. 151/11 ha incluso nei controlli anche le "centrali di produzione di idrocarburi liquidi e gassosi e di stoccaggio sotterraneo di gas naturale", col fine di aggiornare le analoghe Circolari del 1997 che già regolavano il coordinamento tra procedure di prevenzione incendi e procedimenti autorizzativi per tali attività di competenza del Ministero dello Sviluppo Economico, ai sensi del D.P.R. 886/1979 ed del D.Lgs. 624/1996 e s.m.i.

SOCIETÀ TITOLARI DI PERMESSI DI RICERCA E CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE

SOCIETÀ TITOLARI DI PERMESSI DI RICERCA IN MARE

- APENNINE ENERGY S.p.A. - Via Angelo Moro, 109 - 20097 San Donato Milanese
 - Unico titolare
 - 1. D.R 74.AP

- AUDAX ENERGY S.r.l. - Via Antonio Nibby, 7 - 00161 Roma
 - Unico titolare
 - 1. G.R 15.PU

- CYGAM ENERGY ITALIA S.p.A. - Via Rabirio, 1 - 00196 Roma
 - Unico titolare
 - 1. C.R148.VG
 - Contitolare
 - 1. B.R268.RG

- EDISON S.p.A. - Foro Buonaparte, 31 - 20121 Milano
 - Contitolare
 - 1. A.R 78.RC
 - 2. G.R 13.AG
 - 3. G.R 14.AG

- ENI S.p.A. - Piazzale Enrico Mattei, 1 - 00144 Roma
 - Unico titolare
 - 1. A.R 80.AG
 - 2. A.R 87.AG
 - 3. A.R 91.EA
 - 4. A.R 92.EA
 - 5. A.R 93.EA
 - Rappresentante unico
 - 1. A.R 78.RC
 - 2. A.R 81.FR
 - 3. G.R 13.AG
 - 4. G.R 14.AG

- MEDOILGAS ITALIA S.p.A. - Via Cornelia, 498 - 00166 Roma
 - Unico titolare
 - 1. B.R269.GC
 - Contitolare
 - 1. A.R 81.FR

- NORTHERN PETROLEUM (UK) Ltd. - Viale Trastevere, 249 - 00153 Roma
 - Unico titolare
 - 1. C.R146.NP
 - 2. C.R149.NP
 - 3. F.R 39.NP
 - 4. F.R 40.NP

- PETROCELTIC ITALIA S.r.l. - Via Paola, 24 - 00186 Roma
 - Unico titolare
 - 1. B.R270.EL
 - 2. B.R271.EL
 - 3. B.R272.EL

- Rappresentante unico
 - 1. B.R268.RG

- PO VALLEY OPERATIONS PTY Ltd. - Via Ludovisi, 16 - 00187 Roma
 - Unico titolare
 - 1. A.R 94.PY

SOCIETÀ TITOLARI DI CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE IN MARE

- ADRIATICA IDROCARBURI S.p.A. - Via Aterno, 157 - 66020 San Giovanni Teatino (CH)
 - Unico titolare
 1. B.C 3.AS
 2. B.C 4.AS
 3. B.C 5.AS
 4. B.C 15.AV
 - Rappresentante unico
 1. B.C 9.AS
 2. B.C 10.AS
 3. B.C 12.AS
 4. B.C 21.AG

- EDISON S.p.A. - Foro Buonaparte, 31 - 20121 Milano
 - Rappresentante unico
 1. B.C 1.LF
 2. B.C 2.LF
 3. B.C 7.LF
 4. B.C 8.LF
 5. C.C 6.EO
 - Contitolare
 1. A.C 8.ME
 2. A.C 13.AS
 3. A.C 14.AS
 4. A.C 15.AX
 5. A.C 16.AG
 6. A.C 17.AG
 7. A.C 21.AG
 8. A.C 36.AG
 9. B.C 9.AS
 10. B.C 10.AS
 11. B.C 11.AS
 12. B.C 12.AS
 13. B.C 13.AS
 14. B.C 14.AS
 15. B.C 20.AS
 16. B.C 21.AG
 17. G.C 1.AG

- ENI S.p.A. - Piazzale Enrico Mattei, 1 - 00144 Roma
 - Unico titolare
 1. A.C 1.AG
 2. A.C 2.AS
 3. A.C 3.AS
 4. A.C 4.AS
 5. A.C 5.AV
 6. A.C 6.AS
 7. A.C 7.AS
 8. A.C 9.AG
 9. A.C 10.AG
 10. A.C 11.AG
 11. A.C 12.AG
 12. A.C 18.AG
 13. A.C 20.AG
 14. A.C 22.EA
 15. A.C 23.EA
 16. A.C 24.EA
 17. A.C 25.EA
 18. A.C 26.EA
 19. A.C 27.EA
 20. A.C 28.EA
 21. A.C 29.EA
 22. A.C 30.EA
 23. A.C 31.EA
 24. A.C 32.AG
 25. A.C 33.AG
 26. A.C 34.AG
 27. B.C 17.TO
 28. B.C 18.RI
 29. B.C 22.AG
 30. B.C 23.AG
 31. CERVIA MARE

- 32. D.C 3.AG
- 33. F.C 2.AG
- 34. FASCIA CERVIA MARE
- 35. PORTO CORSINI MARE
- Rappresentante unico
 - 1. A.C 8.ME
 - 2. A.C 13.AS
 - 3. A.C 14.AS
 - 4. A.C 15.AX
 - 5. A.C 16.AG
 - 6. A.C 17.AG
 - 7. A.C 19.PI
 - 8. A.C 21.AG
 - 9. A.C 35.AG
 - 10. A.C 36.AG
 - 11. B.C 11.AS
 - 12. B.C 13.AS
 - 13. B.C 14.AS
 - 14. B.C 20.AS
 - 15. G.C 1.AG
- Contitolare
 - 1. B.C 8.LF
 - 2. C.C 6.EO
- ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI S.p.A. - Strada Statale 117 bis - Contrada Ponte Olivo - Gela (CL)
 - Unico titolare
 - 1. C.C 1.AG
 - 2. C.C 3.AG
- GAS PLUS ITALIANA S.r.l. - Via Enrico Forlanini, 17 - 20134 Milano
 - Contitolare
 - 1. B.C 1.LF
 - 2. B.C 2.LF
 - 3. B.C 7.LF
- IONICA GAS S.p.A. - Via Aterno 157 - 66020 San Giovanni Teatino (CH)
 - Unico titolare
 - 1. D.C 1.AG
 - 2. D.C 2.AG
 - 3. D.C 4.AG
 - 4. F.C 1.AG
- MEDOILGAS ITALIA S.p.A. - Via Cornelia, 498 - 00166 Roma
 - Contitolare
 - 1. A.C 19.PI
 - 2. A.C 35.AG

BIBLIOGRAFIA

RIFERIMENTI

- Francalanci G.P., Presciuttini P. (2000): "Storia dei trattati e dei negoziati per la delimitazione della piattaforma continentale e del mare territoriale" – Istituto Idrografico della Marina – Genova
- Caffio F. (2007): "Glossario del mare" - Rivista marittima – III Edizione
- AA.VV. (1986): "Neotectonic Sketch Map of Italy" – CNR
- CNR (1990): "Progetto Finalizzato Geodinamica. Structural Model of Italy 1:500.000 and Gravity Map" – Quad. Ric. Scient., 3(114), S.E.L.C.A.
- Hunt J. M. (1995): "Petroleum Geochemistry and Geology" – W. H. Freeman & Co.
- AA.VV (2004): "Geology of Italy". Volumi Speciali" – Società Geologica Italiana
- AA.VV. (2004): "Gli idrocarburi: origine, ricerca e produzione" – Eni's Way
- Bosellini A. (2005): "Storia geologica d'Italia. Gli ultimi 200 milioni di anni" – Zanichelli
- AA. VV.: "Carta geologica dei mari italiani - Quaderni del Servizio Geologico d'Italia, serie iii, volume 8 " - Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento per i Servizi Tecnici Nazionali del Servizio Geologico
- Carminati et al. (2012): "Geodynamic evolution of the central and western Mediterranean: Tectonics vs. igneous petrology constraints" – Tectonophysics Journal
- AA.VV. (2014): "Geologia per l'Italia" - Società geologica Italiana
- <http://www.arctic-council.org/index.php/en/>
- U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, "Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle," Maggio 2008.
- <http://www.mingo.hr/page/pet-kompanija-izabrano-za-istrazivanje-10-istraznih-prostora-na-jadranu>
- <https://mti.gov.mt/en/>
- https://mti.gov.mt/en/Document%20Repository/OED%20-%20Legislation/Continental_Shelf_Act.pdf
- <http://www.oilandgascyprus.com>
- U.S. Geological Survey, (2010). "Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Levant Basin Province, Eastern Mediterranean". World Petroleum Resources Project

RECAPITI

DIREZIONE GENERALE PER LE RISORSE MINERARIE ED ENERGETICHE – D.G.R.M.E

Direzione Generale - Direttore Generale Ing. Franco Terlizzese
Via Molise, 2 - 00187 Roma
Tel: +39 06 47052859 - Fax: +39 06 47887802
e-mail: dgrme.segreteria@mise.gov.it
PEC: ene.rme.segreteria@pec.sviluppoeconomico.gov.it

Divisione I - Dirigente Dott. Paola Picone
Via Molise, 2 - 00187 Roma
Tel: +39 06 47052039 - Fax: +39 06 47887802
e-mail: paola.picone@mise.gov.it
PEC: ene.rme.div1@pec.sviluppoeconomico.gov.it

Divisione II - Dirigente Ing. Marcello Strada
Sezione U.N.M.I.G. di Bologna
Via Zamboni, 1 - 40125 Bologna
Tel: +39 051 234326 - Fax: +39 051 228927
e-mail: unmig.bologna@mise.gov.it
PEC: ene.rme.div2@pec.sviluppoeconomico.gov.it

Divisione III - Dirigente Ing. Giancarlo Giacchetta
Sezione U.N.M.I.G. di Roma
Viale Boston, 25 - 00144 Roma
Tel: +39 06 59932750 - Fax: +39 06 59932761
e-mail: unmig.roma@mise.gov.it
PEC: ene.rme.div3@pec.sviluppoeconomico.gov.it

Divisione IV - Dirigente Ing. Arnaldo Vioto
Sezione U.N.M.I.G. di Napoli
Piazza Giovanni Bovio, 22 - 80133 Napoli
Tel: +39 081 5510049 - Fax: +39 081 5519460
e-mail: unmig.napoli@mise.gov.it
PEC: ene.rme.div4@pec.sviluppoeconomico.gov.it

Divisione V - Dirigente Ing. Liliana Panei
Laboratori
Via A. Bosio, 15 - 00161 Roma
Tel: +39 06 4880167 / 47052794 - Fax: +39 06 4824723
e-mail: liliana.panei@mise.gov.it
PEC: ene.rme.div5@pec.sviluppoeconomico.gov.it

Divisione VI - Dirigente Ing. Marcello Saralli
Via Molise, 2 - 00187 Roma
Tel: +39 06 47052705 - Fax: +39 06 47887934
e-mail: marcello.saralli@mise.gov.it
PEC: ene.rme.div6@pec.sviluppoeconomico.gov.it