

# **PIANO PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA SOSTENIBILE DELLE AREE IDONEE**

redatto ai sensi dell'art. 11-ter della Legge 11 febbraio 2019, n. 12

***VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA***

**PROPOSTA DI PIANO**

*LUGLIO 2021*

**SOMMARIO**

1. INFORMAZIONI GENERALI SUL PiTESAI .....	4
1.1. Contesto normativo di riferimento delle attività connesse alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia .....	4
1.1.1. La normativa che prevede il PiTESAI.....	4
1.1.2. La Scala Nazionale: Quadro Legislativo, Regolamentare e Organizzativo per la prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi .....	5
1.1.3. La zonazione delle aree marine aperte per la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi e i divieti ambientali .....	13
1.1.4. Coerenza del Piano con l'applicazione della Pianificazione dello Spazio Marittimo – MSP.....	21
1.2. Il Piano: genesi e indirizzi preliminari.....	22
1.2.1. La scala internazionale ed europea della nuova politica energetica per la transizione alla sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale al 2050 .....	22
1.2.2. Finalità, obiettivi e orizzonte temporale del PiTESAI.....	27
1.3. Linee strategiche e principi del Piano .....	30
1.3.1. Individuazione/definizione dei criteri ambientali e socio-economici.....	32
1.3.2. Ulteriori criteri ambientali e socio-economici.....	70
2. ELEMENTI CONOSCITIVI A SUPPORTO DELLE SCELTE.....	72
2.1. Le attività di prospezione, ricerca, coltivazione di idrocarburi e dismissione delle infrastrutture minerarie: caratteristiche e modalità operative .....	73
2.1.1. Attività di studio e di esplorazione .....	75
2.1.2. La ricerca: perforazione del pozzo esplorativo.....	81
2.1.3. La coltivazione: perforazione dei pozzi di sviluppo, facilities (centrale + metanodotti e oleodotti a servizio di pozzi e centrale sino al collegamento con la rete di distribuzione a valle dell'attività mineraria (upstream)), coltivazione e "chiusura mineraria" dei pozzi.....	83
2.1.4. La gestione degli impianti.....	98
2.1.5. La dismissione delle infrastrutture minerarie .....	105
2.1.6. Il possibile riutilizzo delle infrastrutture minerarie .....	111
2.2. Stato attuale delle attività e inquadramento territoriale .....	115
2.2.1. La cartografia mineraria e i dati di monitoraggio relativi alle istanze e titoli minerari .....	115
2.2.2. La razionalizzazione in atto dei titoli minerari: le riduzioni di superficie (riperimetrazioni) e le rinunce - elementi emergenti e conseguenti dall'entrata in vigore della L. 12/19. ....	127
2.2.3. Il quadro degli impianti a terra e a mare .....	130
2.2.4. Elenco delle piattaforme e infrastrutture da dismettere minerariamente .....	141
2.2.5. Le produzioni di idrocarburi in terraferma ed in mare - La produttività.....	144

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

3. DETERMINAZIONE DELLE AREE IDONEE E DEI TITOLI VIGENTI COMPATIBILI AI SENSI DELL'ART. 11-TER COMMA 8 LEGGE 12/19 .....	153
3.1. Ambito territoriale di riferimento del PiTESAI .....	154
3.2. Determinazione delle aree che saranno indicate idonee alla prosecuzione dei procedimenti amministrativi (c.d. 'aree idonee nella situazione post operam') e di quelle, già oggi occupate da titoli minerari, che saranno dichiarate compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, alla prosecuzione delle attività di ricerca o di coltivazione che sono già in essere .....	168
4. DISMISSIONE E RIMESSA IN PRISTINO DEI LUOGHI DA PARTE DELLE RELATIVE INSTALLAZIONI CHE ABBIANO CESSATO LA LORO ATTIVITÀ: TEMPI E MODI .....	174

ALLEGATO 1: Schema riassuntivo delle determinazioni di cui al capitolo 3.2 del Piano.

APPENDICE A: Attività di studio e ricerca.

## 1. INFORMAZIONI GENERALI SUL PiTESAI

### 1.1. Contesto normativo di riferimento delle attività connesse alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia

#### 1.1.1. La normativa che prevede il PiTESAI

Nella Gazzetta Ufficiale Serie Generale n.36 del 12 febbraio 2019 è stata pubblicata la Legge 11 febbraio 2019, n. 12 *“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135, recante disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione”*.

L'art. 11-ter della stessa prevede l'adozione del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI) e la rideterminazione dei canoni previsti dall'articolo 18 del Decreto Legislativo 25 novembre 1996, n. 625.

Gli elementi principali introdotti dall'art. 11-ter sono i seguenti:

- tutte le attività di prospezione, esplorazione e ricerca di idrocarburi a terra e a mare vengono sospese con una moratoria di 18-24 mesi. Precisamente, fino all'adozione del Piano i procedimenti amministrativi per il conferimento di nuovi permessi di prospezione e di ricerca di idrocarburi sono sospesi, così come sono sospesi i permessi già in essere, sia per aree in terraferma che in mare, con conseguente interruzione delle relative attività. La sospensione non riguarda le istanze di concessione di coltivazione già presentate né le attività di coltivazione in essere;
- entro 18 mesi, con decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con l'intesa della Conferenza Unificata, è approvato il Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), al fine di individuare un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse;
- a decorrere dal 1° giugno 2019, i canoni di concessione sono aumentati di 25 volte rispetto agli importi previsti dall'art. 18 del D.Lgs. n. 625/1996, adeguati nel tempo solo in base agli indici Istat.

Alle previsioni originarie dell'articolo di legge in parola, sono state apportate successivamente specifiche modifiche normative a seguito dell'entrata in vigore, rispettivamente, della Legge 28 febbraio 2020 n.8, e della Più recente Legge 11 settembre 2020, n. 120.

In particolare, la Legge 28 febbraio 2020 n. 8 *“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica”*, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale Serie Generale n.51 del 29 febbraio 2020, tramite il comma 4-bis dell'art. 12, rubricato *“Proroga di termini in materia di sviluppo economico”*, ha:

- prorogato il termine per l'approvazione del PiTESAI facendolo diventare perentorio (da 18 è passato a 24 mesi) e il termine ultimo degli effetti conseguenti alla mancata adozione del Piano stesso (da 24 è passato a 36 mesi);
- introdotto alcuni chiarimenti inerenti le procedure amministrative che il MiSE, ora MITE, dovrà eventualmente applicare nelle aree non compatibili con le previsioni del Piano, specificando che *“nelle aree*

*non compatibili è comunque ammessa l'installazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili".*

La Legge 11 settembre 2020, n. 120 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76, recante misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 228 del 14 settembre 2020, tramite l'art. 62-ter, rubricato "Introduzione di una soglia per i canoni annui per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi", ha introdotto dopo il comma 9 il seguente: «9 - bis. Al fine di garantire la prosecuzione in condizioni di economicità della gestione delle concessioni di coltivazione di idrocarburi, l'ammontare annuo complessivo del canone di superficie dovuto per tutte le concessioni in titolo al singolo concessionario non può superare il 3 per cento della valorizzazione della produzione da esse ottenuta nell'anno precedente». Tale modifica è stata introdotta in quanto l'aumento del canone concessorio di 25 volte superava in alcuni casi il ricavo delle attività di coltivazione stesse.

Con la Legge 26 febbraio 2021, n. 21 è stato convertito in legge con modificazioni, il Decreto legge 31 dicembre 2020, n. 183. L'articolo 12-ter proroga al 30 settembre 2021 il termine per l'adozione del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee PITESAI (<https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/sicurezza/clypea-il-network-per-sicurezza-offshore/198-notizie-stampa/2036155-proroga-al-30-settembre-2021-del-termini-per-l-adozione-del-piano-per-la-transizione-energetica-sostenibile-delle-aree-idonee-pitesai> - Il testo completo della Legge 26 febbraio 2021, n. 21 è disponibile sul sito Normattiva.it all'indirizzo: <http://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:legge:2021-02-26;21!vig=> ).

Il testo completo della Legge 11 febbraio 2019, n. 12, è disponibile in versione aggiornata sul sito Normattiva.it all'indirizzo <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:legge:2019-02-11;12!vig> ).

### **1.1.2. La Scala Nazionale: Quadro Legislativo, Regolamentare e Organizzativo per la prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi**

La prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi sono disciplinate dal cosiddetto diritto minerario ed inoltre ricadono nel settore energetico quale materia di legislazione concorrente tra Stato e Regioni (art. 117, comma 3 della Costituzione). L'odierna disciplina giuridica della materia è l'esito del sovrapporsi nel tempo di numerose normative, basate anche sul presupposto che i giacimenti di idrocarburi rientrano nel patrimonio indisponibile dello Stato o delle Regioni ex art. 826 del Codice civile. I principi fondamentali della disciplina mineraria sono rimasti in gran parte quelli di cui alle leggi di base del 1927 e degli anni Cinquanta e Sessanta del secolo scorso, mentre le procedure amministrative per il rilascio dei titoli minerari sono state aggiornate nel tempo con l'inserimento, tra l'altro, di valutazioni ambientali preventive e, per le attività a terra, con la necessità di intese con le Regioni.

Già il R.D. 29 luglio 1927, n. 1443, distingueva tra attività di ricerca mineraria, sottoposta a permesso, e coltivazione della miniera oggetto invece di concessione statale. Tale distinzione di fondo venne confermata dalla disciplina successiva, e tra l'altro dalla legge 11 gennaio 1957, n. 6, disciplina avente ad oggetto, appunto, la ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi che peraltro faceva salva, limitatamente alle zone ivi specificate, la riserva nel frattempo istituita (con legge 10 febbraio 1953, n. 136) della zona di esclusiva dell'ENI, successivamente abolita.

L'appartenenza allo Stato delle risorse minerarie può essere vista come la ratio giustificatrice della necessità di approntare strumenti giuridici di tipo concessorio (o autorizzatorio a seconda del diverso inquadramento dottrinale dei titoli minerari) per l'attribuzione di facoltà di godimento di tali beni pubblici

in capo a privati per lo svolgimento di attività, anche d'impresa, che possono condurre alla vendita sul mercato dei prodotti (petrolio, gas, etc.) ricavabili dallo sfruttamento. Detto sfruttamento deve avvenire (concessione) nel rispetto di specifici obblighi da parte del privato nei confronti dello Stato e consistenti essenzialmente nel buon governo del giacimento.

In particolare, le attività finalizzate alla ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi possono essere eseguite subordinatamente al rilascio di specifici titoli minerari denominati "permesso di prospezione" e "permesso di ricerca" rilasciati mediante specifici provvedimenti a favore di Società in possesso di adeguati requisiti di capacità tecnica ed economica, mentre le attività finalizzate alla concreta estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi possono essere eseguite solo subordinatamente al rilascio di altro specifico titolo minerario denominato "concessione di coltivazione". Tali titoli minerari rappresentano sostanzialmente la attribuzione a un soggetto dotato dei requisiti tecnici ed economici necessari del diritto a condurre attività di ricerca o di coltivazione in una determinata area vasta, e non devono essere confusi con le singole autorizzazioni a condurre ogni specifica attività fisica sul territorio all'interno di dette aree, che sono soggetti a un successivo regime di specifiche autorizzazioni, rilasciate ai fini della sicurezza e previa nuova verifica degli impatti ambientali.

Il **PERMESSO DI PROSPEZIONE** è un titolo minerario non esclusivo, della durata di un anno, finalizzato allo studio generale di vaste aree di territorio (non è previsto un limite di estensione dell'area interessata dalla prospezione), rilasciato, ai sensi dell'articolo 3 della legge n. 9/1991, su richiesta di una società dotata di adeguate competenze tecniche e ambientali e in possesso di capacità economiche finanziarie, che intende svolgere attività consistenti in rilievi geologici, geochimici e geofisici, in terraferma o in mare, intese ad accertare la natura del sottosuolo e del sottofondo marino, ma con l'esclusione di qualunque perforazione di pozzi. *"Il permesso di prospezione è accordato con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti il Comitato tecnico per gli idrocarburi e la geotermica e la regione o la provincia autonoma di Trento o di Bolzano territorialmente interessata, di concerto, per le rispettive competenze, con il Ministro dell'ambiente e con il Ministro della marina mercantile per quanto attiene alle prescrizioni concernenti l'attività da svolgere nell'ambito del demanio marittimo, del mare territoriale e della piattaforma continentale, nel rispetto degli impegni contratti dall'Italia in sede di accordi internazionali per la tutela dell'ambiente marino"*(c. 3, art. 3, L. 9/91).

I permessi di prospezione sono non esclusivi (cioè sulla stessa area possono essere rilasciati più permessi di prospezione a diversi soggetti) e sono rilasciati, ai sensi dell'art. 8, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 484/1994 e dell'art. 3 della legge n.9/1991, nell'ambito di un procedimento unico svolto con le modalità di cui alla legge 241/1990 e, per i titoli in terraferma, d'intesa con la Regione interessata, ai sensi dell'art. 1, comma 7, lettera n), della legge 239/2004. Nell'ambito del procedimento unico vengono acquisiti i pareri/atti di assenso/intesa delle Amministrazioni interessate, nonché l'esito della procedura di valutazione di impatto ambientale, di competenza del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, che viene effettuata ai sensi del decreto legislativo n. 152/2006.

Il **PERMESSO DI RICERCA** è un titolo minerario esclusivo, che può essere richiesto su aree con un'estensione massima di 750 km<sup>2</sup>. Sulla stessa area possono essere presentate istanze in concorrenza da parte di altri operatori, per tre mesi dalla pubblicazione della prima domanda sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea. In caso di concorrenza l'amministrazione assegna il permesso sulla base di una valutazione comparativa dei programmi di lavoro. Oltre al primo periodo di vigenza della durata di 6 anni sono previsti due possibili ulteriori periodi di proroga della durata di 3 anni ciascuno; è anche prevista, per motivate ragioni, la sospensione del decorso temporale del permesso, ad esempio nel caso il procedimento di VIA per l'autorizzazione a perforare si prolunghi oltre i termini previsti. Il permesso di ricerca, oltre alle attività

di indagine di cui al permesso di prospezione, consente anche l'esecuzione delle attività di perforazione, subordinatamente ad ulteriori procedure autorizzative, di uno o più pozzi esplorativi, ma nessuna attività di coltivazione, per la quale, in caso di pozzo esplorativo che dia esito positivo, e venga quindi individuato un nuovo giacimento di idrocarburi, è necessario per l'operatore ottenere una concessione di coltivazione che consenta la messa in produzione del giacimento stesso.

La normativa di riferimento per il rilascio del permesso di ricerca, sia in mare che in terraferma, è l'articolo 8, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 18 aprile 1994, n. 484, l'articolo 6 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, nonché l'art. 1 della legge 20 agosto 2004, n. 239 (per la terraferma: comma 7, lettera n, e comma 77. Per il mare: comma 79).

I permessi di ricerca (in mare ed in terraferma) vengono rilasciati a seguito di un procedimento unico disciplinato dall'articolo 1, commi 77 e 79, della legge 23 agosto 2004, n. 239.

Il procedimento unico prevede la partecipazione delle Amministrazioni statali. Per i permessi offshore sono coinvolti, quali Amministrazioni interessate, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti e il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali.

Nel caso dei permessi di ricerca in terraferma, ai sensi dell'articolo 1, comma 7, lettera n, della legge 20 agosto 2004, n. 239, viene acquisita l'intesa della Regione territorialmente interessata.

Nell'ambito del procedimento unico vengono acquisiti i pareri delle suddette Amministrazioni, nonché l'esito della procedura di valutazione di impatto ambientale, di competenza dell'ex Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (ora MiTE), che viene effettuata ai sensi del decreto legislativo n. 152/2006.

L'attuale normativa (art.1, comma 77, legge 239/2004) non prevede il parere dei Comuni territorialmente interessati nella fase istruttoria del procedimento per il rilascio del permesso di ricerca in terraferma. Ai Comuni, comunque, è data comunicazione dell'avvenuto rilascio del titolo minerario.

Le vigenti norme minerarie (legge n. 9/1991, decreto legislativo n. 625/1996) stabiliscono, altresì, che i permessi di prospezione, i permessi di ricerca e le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi sono conferiti ai soggetti richiedenti che dispongano di requisiti di ordine generale, capacità tecnica, economica ed organizzativa adeguati alla esecuzione e realizzazione dei programmi presentati.

L'emanazione del decreto di conferimento resta, pertanto, subordinata al completamento di uno specifico iter istruttorio che comporta, in base a quanto sopra illustrato, la valutazione del richiedente in ordine al possesso di adeguata capacità tecnica ed economica e l'acquisizione, nell'ambito del procedimento unico previsto, dei pareri favorevoli delle Amministrazioni Statali coinvolte e del giudizio positivo di compatibilità ambientale da parte dell'ex MATTM alla luce delle disposizioni di cui al decreto legislativo n. 152/2006.

Il rilascio del permesso conferisce al titolare la possibilità, condizionata a successivi atti autorizzativi, di specifiche attività mirate alla ricerca appunto di idrocarburi ed in particolare l'effettuazione di indagini geologiche e geofisiche, in base ai cui risultati potrà essere programmata, nel solo permesso di ricerca, la perforazione di un sondaggio esplorativo.

La perforazione del sondaggio esplorativo in un permesso di ricerca, a valle del decreto di conferimento, potrà essere effettuata solo subordinatamente all'ulteriore acquisizione di un nuovo giudizio positivo di compatibilità ambientale e delle necessarie specifiche autorizzazioni da parte degli Uffici competenti del MITE e delle Amministrazioni coinvolte.

Nel caso di un sondaggio ricadente in terraferma, ai sensi del comma 79 della legge n. 239 del 2004 l'autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo è concessa, previa valutazione di impatto

ambientale, su istanza del titolare del permesso di ricerca, da parte dell'ufficio territoriale minerario competente, a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano la Regione e gli enti locali interessati. Anche in questa fase viene acquisita l'intesa regionale.

Nel caso di un sondaggio ricadente in mare, ai sensi del comma 80 della legge n. 239 del 2004 l'autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo è concessa, previa valutazione di impatto ambientale, su istanza del titolare del permesso di ricerca, da parte dell'ufficio territoriale minerario del MITE competente.

La **CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE** è un titolo minerario esclusivo rilasciato ai sensi dell'art. 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9 e successive modifiche ed integrazioni al titolare del permesso nel cui ambito è stato effettuato il rinvenimento di idrocarburi; è richiesto su una porzione di area del permesso di ricerca in cui è stato rinvenuto un nuovo giacimento, dell'estensione massima di 300 km<sup>2</sup>, che consente le attività di sviluppo e coltivazione di un giacimento di idrocarburi liquidi e gassosi. Oltre al primo periodo di vigenza di 20 (art. 13 D.Lgs.625/1996) o 30 anni (in precedenza l'iniziale durata era infatti trentennale ex art. 29, Legge 613/1967) sono previsti ulteriori periodi di proroga di 10 e 5 anni. Precisamente, qualora alla scadenza del termine vi siano ancora riserve geominerariamente, economicamente e tecnicamente coltivabili, il concessionario ha diritto, se ha adempiuto agli obblighi derivanti dal primo periodo di vigenza e se il giacimento ha vita produttiva residua, ad un primo periodo di proroga di 10 anni (art. 13 D.Lgs. 625/1996) e successivamente ha la possibilità di richiedere ulteriori periodi di 5 anni (art. 9 della Legge 9/1991).

Nell'ambito di una concessione di coltivazione possono essere svolte tutte le attività inerenti la produzione di idrocarburi, come ad esempio la realizzazione di pozzi di sviluppo e di centrali di raccolta e trattamento.

La concessione è conferita con decreto del MiTE ed è rilasciata nell'ambito di un procedimento unico, ai sensi dell'art. 1, comma 82 ter e 82 quinquies della legge n. 239/2004, previa valutazione positiva del programma lavori e della fattibilità tecnico economica della coltivazione, e previa acquisizione del parere favorevole di compatibilità ambientale da parte del MiTE. Nell'ambito del procedimento unico sono, pertanto, acquisiti i pareri delle Amministrazioni statali interessate e l'esito della procedura di valutazione ambientale. Il Decreto con il quale è conferita la concessione di coltivazione contiene tutte le prescrizioni e i vincoli stabiliti dagli Enti che hanno esaminato il progetto nel corso del procedimento amministrativo del quale il decreto è l'ultimo tassello.

L'area destinata alla costruzione degli impianti onshore viene individuata sulla base di valutazioni tecniche ed economiche in funzione della localizzazione del giacimento da coltivare; vengono valutate: la distanza dei pozzi dall'area dell'impianto di raccolta e primo trattamento, la morfologia del territorio, l'assetto idrogeologico del territorio. Da sottolineare che le istituzioni preposte al rilascio delle autorizzazioni ambientali/paesaggistiche valutano la collocazione scelta e possono impartire prescrizioni che garantiscano che l'area individuata sia perfettamente idonea all'uso o richiedere particolari opere di mitigazione paesaggistica.

Per quanto concerne l'aspetto patrimoniale, le società concessionarie che intendono utilizzare determinate aree per la costruzione degli impianti le acquisiscono a seguito di accordi con i proprietari privati previa corresponsione di adeguati indennizzi. Comunque le opere sono considerate di pubblica utilità e quindi, in caso di mancato accordo, trovano applicazione le disposizioni di cui al D.P.R. 327/2001.

Relativamente alla distanza limite in cui gli stabilimenti devono essere posizionati rispetto ai centri abitati si rileva quanto segue.

Prima di costruire un impianto la società concessionaria esegue valutazioni di rischio finalizzate a verificare l'impatto di eventuali incidenti sul territorio circostante. Tali valutazioni sono condivise con gli Enti deputati



*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

al rilascio delle autorizzazioni alla costruzione che impongono determinate prescrizioni in ordine alla distanza minima degli impianti dai luoghi circostanti.

Una situazione più articolata è quella degli impianti rientranti nella normativa “Seveso Ter” e dunque considerati a rischio di incidente rilevante. In questo caso le verifiche e le eventuali prescrizioni in ordine alla distanza degli impianti dai luoghi provengono dal Comitato Tecnico Regionale (CTR) composto da organi tecnici fra cui Regione, Vigili del Fuoco, ARPA, Comuni e Sezioni UNMIG competenti.

Se gli impianti sono eserciti a regola d’arte e secondo le prescrizioni tecniche impartite dagli Enti competenti, l’impatto ambientale derivante dalle attività di estrazione è quello previsto nello studio d’impatto ambientale e ritenuto adeguato dalle Autorità competenti (MiTE e Regioni). In caso contrario le attività sono sospese ed i luoghi sono ripristinati a spese dei titolari, che sono anche soggetti alle sanzioni previste dalla legge.

Le attività di ricerca e coltivazione sono sottoposte al controllo da parte delle Sezioni UNMIG (ora divenute Uffici territoriali della DGISSEG) che svolgono le attività di autorizzazione tecnica delle singole operazioni, assicurano il rispetto delle norme di sicurezza delle lavorazioni e di salute delle maestranze impiegate. Gli ingegneri e periti di tali uffici hanno la qualificazione di ufficiali di polizia giudiziaria e svolgono anche accertamenti in caso di incidenti ed infortuni, anche su incarico dell’Autorità giudiziaria.

I principali enti competenti al controllo dei comparti ambientali sono le ARPA regionali (Agenzia Regionale per la Protezione dell’Ambiente), organi tecnici presenti in ogni Regione del territorio italiano, che, nello specifico, si occupano di verificare che i parametri chimico fisici degli impianti associati ai comparti ambientali rispettino i valori limite prescritti dalla vigente normativa in materia ambientale (una fra tutte il D.lgs. 152/2006 e successive modifiche) e ai limiti imposti dai provvedimenti autorizzatori specifici di ogni impianto.

Per quanto concerne il MiTE, è attivo all’interno della Divisione VII della DGISSEG un Laboratorio chimico che, in relazione ai controlli legati alla salute dei lavoratori, svolge verifiche sulle emissioni derivanti dagli impianti di produzione, stoccaggio e trattamento del gas e del petrolio. Inoltre, attua campagne per il controllo della qualità del gas naturale prodotto e/o stoccato in Italia, che consistono nel campionamento e nell’analisi del gas naturale prodotto presso le piattaforme offshore di produzione o presso le centrali di raccolta e trattamento prima dell’immissione nelle reti di distribuzione. Per il gas viene determinata la composizione percentuale molare. Il potere calorifico superiore, la densità relativa e l’indice di Wobbe, calcolati dalla composizione molare del gas, devono rientrare nei parametri di accettabilità della qualità del gas fissati dal Decreto Ministeriale 19 febbraio 2007.

Nel caso in cui vengano superati i parametri di cui sopra, in ordine ad esempio a scarichi idrici od alle emissioni in atmosfera, in base a specifiche norme di legge il gestore dell’impianto incorre in sanzioni di carattere penale ed amministrativo e può anche essere disposta la chiusura dell’impianto alla produzione fino al ripristino delle condizioni di funzionamento regolare.

**Principali norme nazionali di settore**

Regio Decreto 29 luglio 1927, n. 1443	Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel Regno
Legge 11 gennaio 1957, n. 6 e s.m.i.	Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi
Legge 21 luglio 1967, n. 613	Recante norme sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	continentale e modificazioni alla legge 11 gennaio 1957, n. 6
Legge 9 gennaio 1991, n. 9	<p>Recante norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali.</p> <p>Articolo 4. Divieto di prospezione, ricerca e coltivazione. 1. 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<sup>1</sup>.</p>
Decreto del Presidente della Repubblica 18 aprile 1994, n. 484	Disciplina dei procedimenti di conferimento dei permessi di prospezione o ricerca e di concessione di coltivazione di idrocarburi in terraferma e in mare
Decreto Legislativo 25 novembre 1996, n. 625	<p>Attuazione della direttiva 94/22/CEE, relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi</p> <p>In particolare, si evidenzia che tale normativa prevede due distinti contributi per il concessionario.</p> <p>Precisamente, l'art. 18 prevede che ciascun concessionario è tenuto a versare un canone di concessione c.d. "canone demaniale" che è dovuto in funzione dell'estensione della superficie geografica della concessione, con cadenza annuale e secondo un importo fisso e predeterminato dal legislatore. Tale corrispettivo è dovuto per il godimento di un bene demaniale di proprietà dello Stato, sia come superficie, sia soprattutto come sottosuolo.</p> <p>I canoni dovuti allo Stato dai titolari di titoli minerari conferiti per la ricerca e coltivazione di idrocarburi e per lo stoccaggio del gas naturale sono stati rideterminati dall'articolo 11-ter, commi 9 e 10, della Legge 11 febbraio 2019, n. 12, e dall'art. 62-ter della Legge 11 settembre 2020, n. 120 tramite l'inserimento del comma 9-bis.</p> <p>Ai sensi dell'art. 19 il concessionario è tenuto a versare allo stato anche un'aliquota del prodotto della propria</p>

<sup>1</sup> L'art. 8 "Legge obiettivo per lo sfruttamento di giacimenti di idrocarburi" della L.133/08, n. 133 di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112 prevede che 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.

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	<p>coltivazione, le c.d. "royalties", cioè il corrispettivo di una quota parte percentuale della produzione annuale eccedente una soglia predeterminata, che hanno natura di tassazione sulla produzione.</p> <p>Con l'entrata in vigore della Legge 27 dicembre 2019 n. 160, è stato modificato l'articolo 19. In base al nuovo disposto normativo sono esentate dal pagamento delle royalties le produzioni annuali di gas inferiori o pari a 10 milioni di Sm<sup>3</sup> in terraferma e 30 milioni di Sm<sup>3</sup> prodotti in mare.</p> <p>Di converso, ogni concessione di coltivazione con volumi di produzione di gas superiori a 10 milioni di Sm<sup>3</sup> in terraferma e 30 milioni di Sm<sup>3</sup> prodotti in mare è soggetta al pagamento delle royalties per l'intera produzione annuale di gas secondo determinate aliquote.</p> <p>Tutte le concessioni di coltivazione con produzione di olio greggio sono soggette al pagamento delle royalties per l'intera produzione annuale di olio secondo determinate aliquote.</p>
Legge 20 agosto 2004, n. 239	<p>Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia. Si segnalano i seguenti comma:</p> <p>77: Il permesso di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, di cui all'articolo 6 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e successive modificazioni, è rilasciato a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni statali e regionali interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241. Esso consente lo svolgimento di attività di prospezione consistente in rilievi geologici, geofisici e geochimici, eseguiti con qualunque metodo o mezzo, e ogni altra operazione volta al rinvenimento di giacimenti, escluse le perforazioni dei pozzi esplorativi. Del rilascio del permesso di ricerca è data comunicazione ai comuni interessati.</p> <p>79: Il permesso di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui all'articolo 6 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e successive modificazioni, è rilasciato a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni statali interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241. Esso consente lo svolgimento di attività di prospezione consistente in rilievi geologici, geofisici e geochimici, eseguiti con qualunque metodo o mezzo, e ogni altra operazione volta al rinvenimento di giacimenti, escluse le perforazioni dei pozzi esplorativi.</p> <p>80. L'autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo, alla costruzione degli impianti e delle opere necessari, delle</p>

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	<p>opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'attività di perforazione è concessa, previa valutazione di impatto ambientale, su istanza del titolare del permesso di ricerca di cui al comma 79, da parte dell'ufficio territoriale minerario per gli idrocarburi e la geotermia;</p> <p>82-ter. La concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, di cui all'articolo 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e successive modificazioni, è rilasciata a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni competenti ai sensi del comma 7, lettera n), del presente articolo, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241.</p>
Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152	<p>Art.6, comma 17: <i>“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 dell'Unione europea e 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. I titoli abilitativi già rilasciati sono fatti salvi per la durata di vita utile del giacimento, nel rispetto degli standard di sicurezza e di salvaguardia ambientale. Sono sempre assicurate le attività di manutenzione finalizzate all'adeguamento tecnologico necessario alla sicurezza degli impianti e alla tutela dell'ambiente, nonché le operazioni finali di ripristino ambientale....omissis..”</i></p>
Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n.145	<p>Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE</p>

Con il Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145, è stata recepita la Direttiva 2013/30/UE relativa alla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, con cui la Commissione Europea ha fissato gli standard minimi di sicurezza per la prospezione, la ricerca e la produzione di idrocarburi in mare. Il recepimento della Direttiva predetta ha comportato la riorganizzazione dell'ex Ministero dello sviluppo economico, in quanto le funzioni relative al rilascio dei permessi di prospezione, di ricerca e delle concessioni di coltivazione di idrocarburi, ed alla gestione delle relative entrate economiche sono diventate di competenza della Direzione generale per l'approvvigionamento, l'efficienza e la competitività energetica (DGAECE); le funzioni relative alla sicurezza, al rilascio di pareri tecnici, alle verifiche ispettive sugli impianti, alle attività di vigilanza e di monitoraggio sono di competenza della Direzione generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari (DGISSEG).

Tra le principali innovazioni introdotte dal decreto di recepimento vi è l'istituzione del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare. Il Comitato svolge funzioni di Autorità competente con poteri di regolamentazione, vigilanza e controllo al fine di prevenire gli incidenti gravi nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e limitare le conseguenze di tali incidenti; ha sede presso il Ministero dello sviluppo economico, ora MITE, dispone di un organismo centrale e delle articolazioni sul territorio e si avvale delle strutture e delle risorse umane già previste a legislazione vigente. Opera con indipendenza dalla funzione di rilascio delle licenze per le operazioni a mare, funzioni svolte dalla DGAECE del MiTE. Maggiori informazioni sono disponibili nell'area del portale MISE dedicata a Comitati e organismi <https://www.mise.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore>

Tra i Comitati consultivi del MiTE riveste particolare importanza per il settore delle attività connesse con gli idrocarburi la Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (CIRM). La CIRM è nata, nella sua forma originaria, con la Legge 11 gennaio 1957, n. 6 "Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi". Il Decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 78, ha poi riunito in un unico organismo le competenze precedentemente assegnate anche ad altri comitati soppressi, creando la struttura attuale della CIRM quale organo tecnico-consultivo che esprime pareri obbligatori non vincolanti in materia di:

- attività di ricerca e coltivazione di risorse minerarie (CIRM sezione "a");
- sicurezza delle attività di ricerca e coltivazione (CIRM sezione "b");
- determinazione e versamento delle royalties (CIRM sezione "c").

Più recentemente, alla luce dei decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 30 ottobre 2015 con i quali sono state apportate le modifiche organizzative previste dal Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n.145, con Decreto Ministeriale 30 settembre 2016 è stata ricostituita la CIRM per la durata di tre anni dall'entrata in vigore del decreto stesso e scadenza il 30 settembre 2019. La composizione della CIRM è stata aggiornata con Decreto Ministeriale 2 aprile 2019; in ultimo, per tenere conto dell'ultima riorganizzazione del MiSE intervenuta nel 2020, con Decreto Ministeriale 20 gennaio 2021 sono state ricostituite le Sezioni a) e b) della CIRM. La Sezione c) sarà costituita con separato provvedimento.

### ***1.1.3. La zonazione delle aree marine aperte per la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi e i divieti ambientali***

Fin dal 1957 la zonazione delle aree aperte all'attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi ha seguito un approccio differenziato tra mare e terra.

La terraferma è stata aperta nella sua interezza alle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi dalla legge 11 gennaio 1957, n.6. Invece, per il mare si è optato per un approccio di macro zonazione aprendo le Zone marine con la Legge n. 613/1967, che ha aperto direttamente alle ricerche le aree marine caratterizzate dalle lettere da A ad E, dando la possibilità con successivi decreti ministeriali di aprire ulteriori zone, cosa effettivamente attuata con i decreti ministeriali di apertura di due nuove zone (zona F e G). A queste pianificazioni generali, nell'ambito delle quali possono essere svolte nuove attività minerarie, sono seguite nel tempo correzioni a seguito di divieti, di negoziati sulle piattaforme continentali, etc., e ulteriori limitazioni alle aree ai fini della salvaguardia delle coste e della tutela ambientale.

Al riguardo, nella definizione dell'ambito territoriale di riferimento per la VAS, per quanto riguarda il mare, in considerazione degli obiettivi di decarbonizzazione al 2050, dell'obiettivo d'ampliare almeno al 30% della superficie a mare la rete delle aree marine protette (e almeno al 10% quelle protette in modo rigoroso) stabilito dalla nuova Strategia Europea sulla Biodiversità per il 2030 e dei traguardi ambientali previsti dalla Direttiva quadro 2008/56/CE sulla strategia per l'ambiente marino, non appare attuabile lo scenario di

apertura di nuove zone minerarie marine oltre alle attuali, e si ritiene invece percorribile la previsione nell'ambito del PITESAI sia di escludere per il futuro la apertura alle attività upstream di nuove zone marine che non sono state sinora aperte alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi, sia di giungere a chiudere alle ricerche le aree ricadenti nelle zone marine già aperte ove non è stata mai presentata alcuna istanza relativa alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi o dove questo non è più avvenuto nell'arco degli ultimi 30 anni, adottando pertanto un criterio di "riperimetrazione" delle attuali zone marine **sulla base del criterio amministrativo** (cartografia dei titoli minerari vigenti e non vigenti in Italia negli anni **1990-2021**); tale determinazione sarà definita con specifico Decreto del Ministro della Transizione Ecologica a seguito della adozione del PITESAI. Si chiarisce che le ragioni di tale scelta sono ulteriormente rafforzate dal Regolamento Tassonomia e dal principio DNSH recentemente introdotti nella normativa in ambito comunitario, in funzione degli obiettivi di lotta al cambiamento climatico.

### **Zone marine aperte con la Legge n. 613/1967: 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. La competenza territoriale è dell'UNMIG di Bologna della DGISSEG.

#### Divieti ambientali relativi alla zona A:

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 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".

In base all'art. 6, comma 17, del Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 "Norme in materia ambientale", e s.m.i. sono vietate le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle 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 dell'Unione europea e internazionali, nonché 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.

Con il Decreto ministeriale del 9 agosto 2013, la zona marina A è stata rimodulata, ai sensi del D.lgs. 152/2006 e s.m.i., stralciando la fascia di divieto alla presentazione di nuove istanze. Pertanto la zona A, che come istituita si estendeva per circa km<sup>2</sup> 13.300, è stata ridotta di circa il 70% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km<sup>2</sup> 4.016 (il 30% dell'area della zona marina).

**Zone marine aperte con la Legge n. 613/1967: 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 competenza territoriale è delle Sezioni UNMIG di Bologna e di Roma.

Divieti ambientali relativi alla zona B:

In base all'art. 6, comma 17, del Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 "*Norme in materia ambientale*", e s.m.i. sono vietate le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle 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 dell'Unione europea e internazionali, nonché 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.

Con il Decreto ministeriale del 9 agosto 2013, la zona marina B è stata rimodulata, ai sensi del D.lgs. 152/2006 e s.m.i., stralciando la fascia di divieto alle nuove istanze. Pertanto la zona B, che come istituita si estendeva per circa km<sup>2</sup> 23.000, è stata ridotta di circa il 44% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km<sup>2</sup> 12.980 (il 56% dell'area della zona marina).

**Zone marine aperte con la Legge n. 613/1967: 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 (linea provvisoria di rispetto tra le piattaforme continentali di Italia e 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 Decreto ministeriale del 27 dicembre 2012 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 marina ITALIA-GRECIA.

La competenza territoriale è della Sezione UNMIG di Napoli.

Divieti ambientali relativi alla zona C:

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.

In base all'art. 6, comma 17, del Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 "*Norme in materia ambientale*", e s.m.i. sono vietate le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle 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 dell'Unione europea e internazionali, nonché 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.

Con il Decreto ministeriale del 9 agosto 2013, la zona marina C è stata rimodulata, ai sensi del D.lgs. 152/2006 e s.m.i., stralciando la fascia di divieto alle nuove istanze. Pertanto la zona C, che come istituita si

estendeva per circa km<sup>2</sup> 46.390, è stata ridotta di circa il 30% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km<sup>2</sup> 32.720.

Nella zona C sono comprese anche due aree isolate delimitate 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 G, sono utilmente utilizzabili ai fini della presentazione di nuove istanze.

### **Zone marine aperte con la Legge n. 613/1967: 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 competenza territoriale è dell'UNMIG di Napoli.

#### Divieti ambientali relativi alla zona D:

In base all'art. 6, comma 17, del Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 "*Norme in materia ambientale*", e s.m.i. sono vietate le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle 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 dell'Unione europea e internazionali, nonché 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.

Con il Decreto ministeriale del 9 agosto 2013, la zona marina D è stata rimodulata, ai sensi del D.lgs. 152/2006 e s.m.i., stralciando la fascia di divieto alle nuove istanze. Pertanto la zona D, che come istituita si estendeva per circa km<sup>2</sup> 18.470, è stata ridotta di circa il 80% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km<sup>2</sup> 3.570 (il 19% dell'area della zona marina).

Nella zona D sono comprese 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.

### **Zone marine aperte con la Legge n. 613/1967: 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 competenza territoriale è degli uffici UNMIG di Bologna, Roma e Napoli.

#### Divieti ambientali relativi alla zona E:

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.

In base all'art. 6, comma 17, del Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 "*Norme in materia ambientale*", e s.m.i. sono vietate le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle 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 dell'Unione europea e internazionali, nonché 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.

Con il Decreto ministeriale del 9 agosto 2013, la zona marina E è stata rimodulata, ai sensi del D.lgs. 152/2006 e s.m.i., stralciando la fascia di divieto alle nuove istanze. Essendo interferente per il 99% con la fascia vietata e considerato che le aree residue non potevano essere utilizzabili perché non conformi all'art. 19 della L. 613/1967, la zona marina E è stata rimodulata e contestualmente aperta una zona nel Mare di Sardegna a una distanza di circa 75 km dalle coste sarde, delimitata a ovest dalla linea di delimitazione Italia-Spagna e a nord da archi di meridiano e parallelo internamente alla linea mediana Italia-Francia.

Pertanto la zona E, che come istituita si estendeva per circa km<sup>2</sup> 39.260, è stata ridotta di circa il 53% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km<sup>2</sup> 20.890 (il 35% dell'area della zona marina).

Si evidenzia la necessità di effettuare una rimodulazione della zona E nel mare di Sardegna con riduzione dell'area da 20.890 km<sup>2</sup> a 20.170 km<sup>2</sup>, per tener conto della fascia delle 12 miglia marine dal Santuario dei mammiferi marini (al tempo non era disponibile la cartografia esatta).

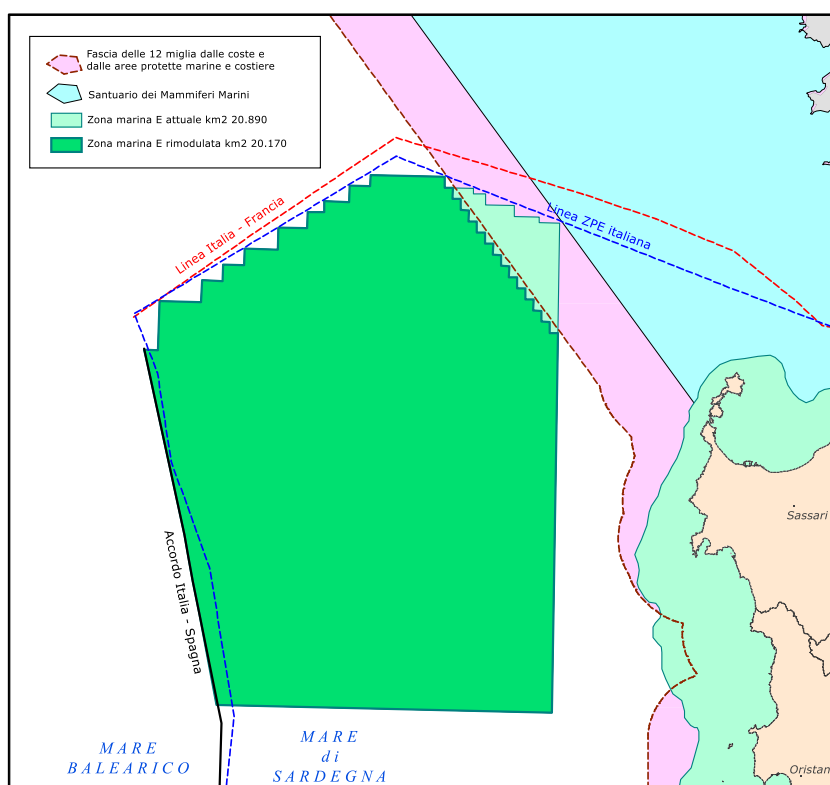


Figura 1.1-1: Particolare sulla proposta di rimodulazione della zona E. [Elaborazione Ufficio Cartografico UNMIG, 2019]

#### **Zone marine aperte con decreti ministeriali: ZONA F – Mare Adriatico meridionale e Mare Ionio**

Aperta con Decreto interministeriale del 13 giugno 1975.

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, essendo stata aperta precedentemente agli accordi con Grecia e Albania, era inizialmente delimitata da archi di meridiano e parallelo internamente alla linea mediana. Per adeguarla ai citati accordi, con il Decreto ministeriale del 30 ottobre 2008, è stata riproiettata e ampliata sul lato sud, anche in considerazione delle nuove tecnologie che consentono attività minerarie in acque profonde.

#### Divieti ambientali relativi alla zona F:

In base all'art. 6, comma 17, del Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 "*Norme in materia ambientale*", e s.m.i. sono vietate le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle 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 dell'Unione europea e internazionali, nonché 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.

Con il Decreto ministeriale del 9 agosto 2013, la zona marina F è stata rimodulata, ai sensi del D.lgs. 152/2006 e s.m.i., stralciando la fascia di divieto alle nuove istanze. Pertanto la zona F, che come istituita si estendeva per circa km<sup>2</sup> 50.520, è stata ridotta di circa il 20% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km<sup>2</sup> 39.960 (il 79% dell'area della zona marina). Competenza territoriale: UNMIG di Napoli.

#### **Zone marine aperte con decreti ministeriali: ZONA G – Mare Tirreno meridionale e Canale di Sicilia**

La Zona G, istituita con Decreto Interministeriale 26 giugno 1981, è stata successivamente ampliata con Decreto Ministeriale 30 ottobre 2008 e con Decreto Ministeriale 29 marzo 2010. 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 successivamente 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.

#### Divieti ambientali relativi alla zona G:

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.

In base all'art. 6, comma 17, del Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 "*Norme in materia ambientale*", e s.m.i. sono vietate le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle 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 dell'Unione europea e internazionali, nonché 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.

Con il Decreto ministeriale del 9 agosto 2013, la zona marina G è stata rimodulata, ai sensi del D.lgs. 152/2006 e s.m.i., stralciando la fascia di divieto alle nuove istanze. La zona G comprende comunque anche tre aree isolate delimitate dalla batimetrica dei 200 metri. Tali aree non sono state eliminate in applicazione dell'art. 19 della Legge 21 luglio 1967, n. 613, in quanto le stesse, essendo confinanti con la contigua zona C, sono utilmente utilizzabili ai fini della presentazione di nuove istanze. Pertanto la zona G, che come

istituita si estendeva per circa km<sup>2</sup> 36.220, è stata ridotta di circa il 30% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km<sup>2</sup> 25.520 (il 70% dell'area della zona marina). Competenza territoriale: UNMIG di Napoli.

### La piattaforma continentale italiana

Attualmente la superficie totale delle zone marine aperte alle attività minerarie, come rimodulate dal D.M. 9/08/2013 con lo stralcio delle aree vietate e della fascia delle 12 miglia nautiche dalle coste e dalle aree marine e costiere protette, è di circa km<sup>2</sup> 139.656 e costituisce circa il 25% della superficie totale della piattaforma continentale italiana, la quale, come delimitata da accordi (Croazia, Albania, Grecia, Tunisia, Spagna), convenzioni (Francia), "modus vivendi" (Malta) e linee mediane matematicamente calcolate (Algeria, Libia), ha una superficie di circa km<sup>2</sup> 568.976<sup>2</sup>.

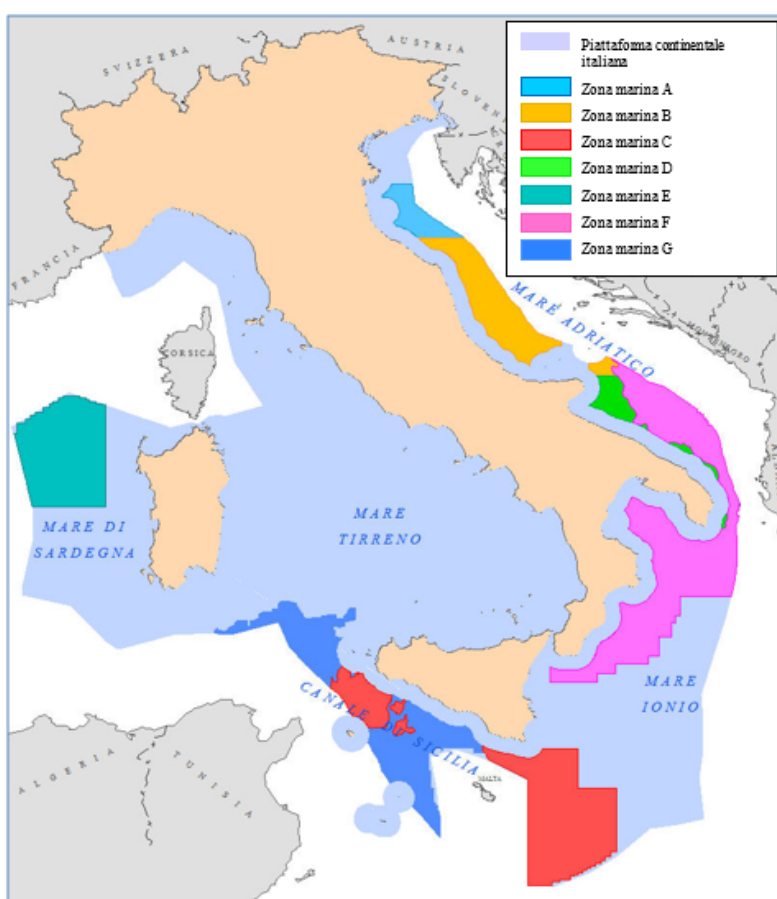


Figura 1.1-2: Carta delle zone marine minerarie aperte alla prospezione, all'esplorazione ed alla coltivazione al 31.12.2019 [Elaborazione Ufficio Cartografico UNMIG, 2019] e limes della piattaforma continentale italiana (indicativo – si rimanda alla cartografia ufficiale IIM per i riferimenti esatti in base agli accordi esistenti o modus operandi con Grecia, Albania, Croazia, Montenegro, Slovenia, Tunisia; non esistono limes

<sup>2</sup> Dalla Carta dell'Istituto Idrografico Militare n. 1813 Ed. 2018, che indica l'area di competenza IIM per i rilievi idrografici, si ottiene un'ampiezza di mare pari a 568.976 km<sup>2</sup> con un'accuratezza di +/- 1000 km<sup>2</sup> dovuta all'errore connesso con la scala della carta e con l'esattezza del profilo di costa.

*definiti con Malta con cui vige un contenzioso dagli anni '70 ed un modus operandi in una parte; con la Francia salvo per le bocche di Bonifacio; con l'Algeria con la quale esiste un contenzioso per la recente definizione unilaterale sulla ZEE Algerina; non esistono accordi con la Libia)*

### **Zona Economica Esclusiva – ZEE**

L'Italia ha attualmente istituito la propria ZEE con Legge 14 giugno 2021 n. 91 "Istituzione di una zona economica esclusiva oltre il limite esterno del mare territoriale", approvata lo scorso 9 giugno dal Senato in via definitiva e pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale.

La ZEE, che comprende tutte le acque circostanti il mare territoriale o parte di esse, sarà istituita con Decreto del Presidente della Repubblica, previa deliberazione del CdM su proposta del Ministro degli Esteri da notificare agli Stati il cui territorio è adiacente al territorio dell'Italia o lo fronteggia. Pertanto, in questa fase ci sarà una lunga negoziazione con gli Stati limitrofi. Nelle more del perfezionamento degli accordi, la nuova Legge prevede l'applicazione di soluzioni provvisorie, stabilendo che i limiti esterni della zona economica esclusiva siano definiti in modo da non compromettere od ostacolare l'accordo finale.

La ZEE è definita in base alle Convenzioni delle Nazioni Unite sul Diritto internazionale del mare – UNCLOS come la zona di mare che comprende la colonna d'acqua sovrastante il fondo del mare. 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.

In pratica, i diritti esclusivi di gestione e sfruttamento delle risorse economiche, ittiche e minerarie potranno essere estesi fino a 200 miglia dalla costa e si avrà la possibilità di migliorare anche il controllo e la gestione dei giacimenti delle concessioni di idrocarburi attualmente rinvenuti, che si trovano a cavallo della ZEE, e di valorizzare altresì la possibilità di sfruttamento di forme di energia rinnovabili, come l'eolico e il fotovoltaico offshore e la forza delle maree e delle correnti.

Proprio in tale ottica non si ritiene percorribile lasciare aperte alle eventuali nuove attività di prospezione e di ricerca in acque italiane le aree lungo la istituenda linea ZEE che sono sinora prive di istanze di permesso e di titoli minerari, anche in considerazione del dato di fatto che:

1) non costituirebbe condizione necessaria e sufficiente per salvaguardare la gestione degli eventuali giacimenti esistenti a cavallo di tale linea, dato che secondo il diritto internazionale e in base agli accordi bilaterali che l'Italia ha sottoscritto con gli stati frontisti è già previsto che in caso di rinvenimento di un giacimento di idrocarburi a cavallo della linea di delimitazione della piattaforma continentale, ciascuno Stato resta titolare della parte di riserve che ricadono nella sua area di competenza e qualora l'attività di coltivazione dovesse avvenire mediante pozzi situati nella zona di giurisdizione dello stato frontista, quest'ultimo deve comunque corrispondere allo Stato italiano la quota parte delle risorse di sua spettanza. Si tratta di un caso già noto e verificatosi con i giacimenti di IVANA a cavallo della delimitazione tra Italia e Croazia in Adriatico;

2) il PiTESAI non è un piano per lo sviluppo ed espansione del ricorso per l'Italia agli idrocarburi, come già indicato dalla DGISSEG per motivare l'assenza di possibili impatti transfrontalieri derivanti dall'adozione del Piano stesso;

3) come già detto, per quanto riguarda il mare, in considerazione degli obiettivi di decarbonizzazione al 2050, dell'obiettivo d'ampliare almeno al 30% della superficie a mare la rete delle aree marine protette (e almeno al 10% quelle protette in modo rigoroso) stabilito dalla nuova Strategia Europea sulla Biodiversità per il 2030 e dei traguardi ambientali previsti dalla Direttiva quadro 2008/56/CE sulla strategia per l'ambiente marino, non appare infatti attuabile lo scenario di apertura di nuove zone minerarie marine oltre alle attuali, e si ritiene invece percorribile la previsione nell'ambito del PITESAI sia di escludere per il futuro la apertura alle attività upstream di nuove zone marine che non sono state sinora aperte alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi, sia di giungere a chiudere alle ricerche le aree ricadenti nelle zone marine già aperte ove non è stata mai presentata alcuna istanza relativa alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi quale "riperimetrazione" delle attuali zone marine sulla base del criterio amministrativo.

#### **1.1.4. Coerenza del Piano con l'applicazione della Pianificazione dello Spazio Marittimo – MSP**

La Direttiva dell'Unione Europea 2014/89/UE stabilisce l'adozione da parte degli Stati membri di una "pianificazione dello spazio marittimo", che preveda l'elaborazione di uno o più piani di gestione per l'organizzazione delle attività antropiche nelle zone marittime, stabilendo la distribuzione spaziale e temporale delle attività e degli usi attuali e futuri.

Tale Direttiva è stata recepita in Italia con il D.lgs. 17 ottobre 2016 n. 201.

Il citato decreto oltre a ribadire gli obiettivi della pianificazione, detta norme di principio per una strategia integrata di pianificazione dell'impiego delle risorse marine. Tale strategia investe ambiti diversi, ivi compresi la produzione di energia e l'estrazione di materie prime, e prende in considerazione le attività esistenti oltre che quelle future, affinché esse siano gestite in modo efficace attraverso un impiego sostenibile dei beni e dei servizi marini, nella prospettiva di un'economia più attenta all'utilizzo efficiente delle risorse e perciò più competitiva. Il decreto prevede, in particolare, lo sviluppo sostenibile dei settori energetici del mare, dei trasporti marittimi, della pesca e dell'acquacoltura, sulla base di un approccio ecosistemico, allo scopo di garantire che la pressione collettiva di tutte le attività umane in mare sia mantenuta entro livelli compatibili con il conseguimento di un buono stato ecologico del mare e delle zone costiere. La programmazione delle attività si traduce nell'elaborazione di piani di gestione dello spazio marittimo, che tengano conto delle caratteristiche specifiche delle regioni marine interessate, degli aspetti economici, sociali e ambientali nonché delle interazioni terra-mare, promuovendo la collaborazione tra gli Stati membri. Detti piani definiscono la distribuzione spaziale e temporale delle attività che si svolgono nelle aree marine, ivi compresa la gestione di impianti e infrastrutture per la prospezione, la ricerca e la coltivazione di petrolio, gas naturale e altre risorse energetiche, di minerali e la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Attualmente il MITE lavora in sinergia con le altre Amministrazioni competenti, presso il Tavolo Tecnico Interministeriale istituito presso il MIMS (capofila dei lavori del Comitato Tecnico e Autorità competente), per l'attuazione della Direttiva e la redazione dei piani.

Pertanto, in qualità di partecipante ai lavori del Comitato Tecnico Ministeriale per la redazione della Pianificazione Spaziale Marittima, oltre a dividerne gli obiettivi ambientali e di sviluppo sostenibile, il MITE, in qualità di proponente, sta lavorando in sinergia con la MSP anche nell'ambito della redazione del presente Piano al fine di assicurare la coerenza nella definizione degli obiettivi più generali di coesistenza e sviluppo armonico e sostenibile degli usi del mare e della costa.

In particolare, per quanto riguarda gli obiettivi del settore energia nell'ambito della MSP saranno considerate le iniziative volte ad assicurare la transizione energetica e la produzione di energie da fonti

rinnovabili dal mare. I piani del mare dialogano con la redazione del PITESAI, di carattere prevalentemente ambientale, preordinata e necessaria per il perseguimento di una efficace “transizione energetica” entro i tempi previsti - con primi, sfidanti obiettivi al 2030 -, e anche con il Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), adottato dal Governo alla fine del 2019 ed attualmente in corso di aggiornamento, con l'intento sinergico ed integrato, di contribuire al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dall'Unione Europea di decarbonizzazione totale al 2050 (Green New Deal, SNSS) e di Neutralità climatica entro il 2050 (COM(2018) 773).

In relazione, comunque, agli aspetti di carattere giuridico di applicabilità della Pianificazione Spaziale Marittima, occorre considerare il relativo ruolo di «strumento di primo livello, sovraordinato, cioè, agli ulteriori e previgenti atti di pianificazione della gestione del “territorio marino”, il cui contenuto deve necessariamente confluirci» (Consiglio di Stato, sez. IV, 2 marzo 2020, n. 1486), e che lo stesso rientra nella tipologia dei “superpiani” (insieme al Piano di bacino, di cui all'art. 65 del d.lgs. n. 152/2006, e al Piano paesaggistico, di cui all'art. 145 del d.lgs. n. 42/2004). A maggior ragione, considerate le tempistiche della MSP e del PITESAI, si riscontra la necessità di armonizzare quanto previsto nel presente Piano con gli obiettivi della MSP.

Attualmente la MSP, in Italia, è tuttavia in fase di redazione e non è ancora disponibile la versione definitiva della stessa, per come consolidata a valle del processo di VAS.

Si ritiene, quindi, che la MSP dovrà considerare quanto prodotto sinora dal presente Piano, che potrà essere comunque oggetto di opportune future verifiche e armonizzazioni ulteriori con la MSP, nel caso di un aggiornamento del PITESAI (per esempio con frequenza triennale).<sup>3</sup>

## **1.2. Il Piano: genesi e indirizzi preliminari**

### ***1.2.1. La scala internazionale ed europea della nuova politica energetica per la transizione alla sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale al 2050***

I punti di partenza dello scenario di medio-lungo termine per una transizione energetica sostenibile delle aree idonee sono riferibili alle situazioni del quadro internazionale ed europeo avvenute nel 2015, che hanno creato gli indirizzi per un pianeta più prospero, pulito e centrato sulle persone.

La transizione energetica sostenibile anche a scala territoriale è di vitale importanza per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità che l'Italia ha adottato aderendo sia alla Risoluzione dell'Assemblea Generale delle Nazioni Unite “Trasformare il nostro mondo: l'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile”, Agenda 2030 ed ai relativi Obiettivi di Sostenibilità (SDGs), che alle decisioni della Conferenza sul clima di Parigi (COP21) del dicembre 2015, dove 195 Paesi, tra cui l'Italia, hanno adottato un nuovo accordo universale e legalmente vincolante per la lotta ai cambiamenti climatici.

---

<sup>3</sup> Al riguardo, si richiama che: con Sentenza 2 marzo 2020, n. 1486, il Consiglio di Stato si è espresso sul ricorso proposto da una Società contro la Presidenza del Consiglio dei Ministri, il MATTM (ora MITE) e il MIBACT (ora MIC), per la riforma della sentenza del TAR Puglia (del 2018) concernente la sospensione del procedimento di VIA su progetto di centrale eolica offshore; il Consiglio di Stato, accogliendo così l'appello del ricorrente, ha concluso affermando che “La disciplina del D.lgs. n. 201/2016... si limita ad individuare nei Piani di gestione lo strumento di coordinamento e concreta realizzazione degli obiettivi europei di un approccio integrato, coordinato e transfrontaliero della pianificazione marittima, senza tuttavia imporre la totale paralisi del settore nelle more della sua attuazione, ma se mai suggerendo una lettura euro-unitariamente orientata della disciplina pianificatoria previgente applicabile ai singoli casi di specie”.

---

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

Assume pertanto particolare importanza il rispetto, anche per l'Italia, dell'obiettivo di sostenibilità - 'Obiettivo 7' di:

- garantire entro il 2030 accesso a servizi energetici che siano convenienti, affidabili e moderni;
- aumentare considerevolmente entro il 2030 la quota di energie rinnovabili nel consumo totale di energia;
- raddoppiare entro il 2030 il tasso globale di miglioramento dell'efficienza energetica;
- accrescere entro il 2030 la cooperazione internazionale per facilitare l'accesso alla ricerca e alle tecnologie legate all'energia pulita - comprese le risorse rinnovabili, l'efficienza energetica e le tecnologie di combustibili fossili più avanzate e pulite;
- promuovere gli investimenti nelle infrastrutture energetiche e nelle tecnologie dell'energia pulita, implementare entro il 2030 le infrastrutture e migliorare le tecnologie per fornire servizi energetici moderni e sostenibili, specialmente nei paesi meno sviluppati, nei piccoli stati insulari e negli stati in via di sviluppo senza sbocco sul mare, conformemente ai loro rispettivi programmi di sostegno.

L'Italia, con la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (*in seguito* SNSvS) approvata dal CIPE il 22 dicembre 2017, con Delibera n. 108/2017 e pubblicata in Gazzetta Ufficiale il 15 maggio 2018, ha adottato e programmato l'attuazione dell'Agenda 2030, declinando gli obiettivi energetici in un processo di decarbonizzazione.

Un altro punto di riferimento è l'Accordo di Parigi, che mira a mantenere l'aumento medio della temperatura mondiale al di sotto di 2°C, possibilmente a 1,5°C, rispetto ai livelli preindustriali. Tale Accordo riconosce l'imprescindibilità dell'azione e la responsabilità di tutti i Paesi che, a partire dalle politiche nazionali già in essere, devono assicurare contributi di intensità gradualmente crescenti nel tempo in una prospettiva di lungo termine in vista dell'obiettivo della neutralità carbonica a fine secolo. In tale contesto, è stata resa esplicita la priorità di puntare sulla transizione del sistema energetico globale dalle tecnologie fossili ad un mix di tecnologie più sostenibili, in cui assumono un ruolo di primo piano le fonti rinnovabili.

L'Unione europea, nel quadro dell'Accordo di Parigi, è stata la prima tra le maggiori economie globali a indicare il proprio contributo, grazie all'approvazione nel marzo 2015 da parte del Consiglio Ambiente dell'obiettivo di ridurre del 40% le emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030. Il 28 novembre 2018, inoltre, la Commissione ha presentato la sua visione strategica a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e neutrale rispetto al clima entro il 2050: "un pianeta pulito per tutti". Lo scopo è quello di orientare i Paesi membri verso scelte di policy che favoriscano il raggiungimento della neutralità carbonica dell'Unione al 2050, responsabilizzando i cittadini e allineando le azioni in settori chiave come la politica industriale, la finanza o la ricerca. Al tempo stesso la strategia intende garantire l'equità sociale per una transizione giusta che accresca la competitività dell'economia e dell'industria dell'UE sui mercati globali, garantendo posti di lavoro di qualità e crescita sostenibile.

Il percorso europeo verso un'economia a impatto climatico neutro prevede azioni congiunte in sette direttrici strategiche:

- la completa decarbonizzazione del sistema energetico dell'Unione mediante l'elettrificazione su vasta scala unita allo sviluppo delle fonti rinnovabili, riducendo significativamente la dipendenza dai paesi terzi;
- una mobilità pulita, sicura e connessa mediante l'utilizzo di mezzi di trasporto alternativi, sistemi di guida connessi e automatizzati uniti alla diffusione sul mercato di veicoli elettrici o alimentati dai carburanti alternativi;
- la massimizzazione dei benefici derivanti dall'efficienza energetica mediante la riduzione dei consumi energetici al 2050 di circa il 50% rispetto ai livelli del 2005;

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

- la modernizzazione dell'industria nell'ambito di un'economia completamente circolare attraverso investimenti in nuove tecnologie e sistemi compatibili con l'obiettivo di neutralità carbonica e il recupero e il riutilizzo delle risorse;
- lo sviluppo delle infrastrutture di interconnessione e delle reti smart come pietra angolare del sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia del domani, passando anche attraverso il rafforzamento della cooperazione regionale;
- il pieno sfruttamento dei benefici della bioeconomia e dei sistemi naturali di assorbimento del carbonio mediante un uso più sostenibile del territorio e del settore agricolo;
- lo sviluppo di tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio per affrontare le emissioni di CO<sub>2</sub> che non riescono ad essere assorbite dai sistemi naturali, in modo da compensare le emissioni residue di gas serra e creare emissioni negative.

Un pilastro della strategia predetta è costituito dal nuovo quadro di politica energetica al 2030, che dispiega i suoi effetti in continuità con il pacchetto clima energia 2020 che sta per giungere a conclusione e per il quale l'Italia e l'Europa dovranno a breve dimostrare di aver raggiunto i traguardi assegnati. Per quanto riguarda il nostro Paese, ad esempio, nel 2018 il contributo delle fonti rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali ha già raggiunto il 18%, valore più alto dell'obiettivo del 17% previsto per il 2020. Dal 1990 al 2007 si osserva un costante incremento della quota di fonti rinnovabili, da 4,4% a 9%. Successivamente si osserva una crescita considerevole della quota fino a superare il 20% del consumo interno lordo nel 2020.

I buoni risultati fin qui conseguiti sono, tuttavia, da considerarsi solo un punto di partenza, poiché gli obiettivi da raggiungere nel prossimo futuro sono ancora più sfidanti. La Commissione europea, infatti, alla fine del 2016 ha predisposto il cosiddetto "Clean Energy for all Europeans Package", un corpus di proposte legislative pensate per favorire la transizione dai combustibili fossili alle fonti di energia pulite, rinnovabili e sostenibili e per rispettare gli impegni assunti a Parigi in materia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. L'obiettivo è la creazione e la regolamentazione di un'Unione europea dell'energia declinata in cinque dimensioni:

- decarbonizzazione: a sua volta declinata nelle sotto dimensioni relative alle emissioni e agli assorbimenti di gas a effetto serra e all'energia rinnovabile;
- efficienza energetica;
- sicurezza energetica;
- mercato interno dell'energia a sua volta declinato nelle sotto dimensioni relative all'interconnettività elettrica, all'infrastruttura di trasmissione dell'energia, all'integrazione del mercato e alla povertà energetica;
- ricerca innovazione e competitività.

L'adozione del corpus di norme, conclusasi il 22 maggio 2019 dopo una lunga fase negoziale, intende facilitare il raggiungimento degli obiettivi dell'Unione su energia e clima al 2030, ossia:

- una riduzione complessiva delle emissioni di gas serra del 40% rispetto ai livelli del 1990,
- una riduzione dei consumi di energia primaria del 32,5% rispetto ad uno scenario tendenziale,
- una quota dei consumi finali lordi coperta da fonti rinnovabili pari ad almeno il 32%.

Nel quadro delle norme incluse nel "Clean Energy for all Europeans Package" un ruolo centrale e innovativo spetta al nuovo Regolamento sulla Governance dell'Unione dell'energia (1999/2018/UE), che ha imposto agli Stati Membri di presentare entro il 31 dicembre 2018 una proposta di Piano Nazionale Integrato



*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

Energia e Clima (PNIEC), in cui formalizzare i contributi che ciascun Paese si impegna a fornire per il raggiungimento dei target europei al 2030, nonché le traiettorie e le misure messe in campo a tal scopo.

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato a gennaio 2020 il testo del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, predisposto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce le novità contenute nel Decreto Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020.

Con la pubblicazione del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, l'Italia ha inteso dare attuazione a una visione di ampia trasformazione dell'economia, nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per un'economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente.

L'obiettivo del PNIEC è pertanto quello di realizzare una nuova politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale e accompagni tale transizione. Gli obiettivi generali perseguiti dallo stesso sono:

- accelerare il percorso di decarbonizzazione;
- mettere il cittadino e le imprese al centro, in modo che siano protagonisti e beneficiari della trasformazione energetica;
- favorire l'evoluzione del sistema energetico da un assetto centralizzato a uno distribuito;
- promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori;
- promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti;
- accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione, in coerenza con gli orientamenti europei e con le necessità della decarbonizzazione profonda;
- adottare misure che riducano i potenziali impatti negativi sull'ambiente ed il paesaggio;
- continuare il processo di integrazione del sistema energetico nazionale in quello dell'UE.

La proposta italiana prevede al 2030 obiettivi ambiziosi e misure per il loro raggiungimento in ciascuna delle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia. L'attuazione del Piano sarà assicurata dai decreti legislativi di recepimento delle direttive europee in materia di efficienza energetica, di fonti rinnovabili e di mercati dell'elettricità e del gas.

Per quanto riguarda le emissioni, nei settori non ETS (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti) il Regolamento (UE) 2018/842 (Regolamento Effort Sharing, ESR) ha fissato un obiettivo vincolante di riduzione per l'Italia pari al -33% rispetto al 2005. In questo ambito, un contributo significativo sarà fornito dal settore trasporti grazie alla riduzione dei consumi, alla diffusione della mobilità elettrica e al ruolo crescente del biometano e dei biocarburanti, in particolare avanzati, ossia derivanti da rifiuti e residui, come alternativa ai derivati del petrolio e in ottica di economia circolare. Anche dal settore civile (residenziale e terziario) il contributo atteso è elevato, grazie alla combinazione di misure per l'efficienza energetica e l'impiego delle rinnovabili. È infatti previsto l'incremento della quota di consumi soddisfatti dalle rinnovabili fino al 30% al 2030, la riduzione dei consumi energetici primari del 43% rispetto allo scenario PRIMES 2007 e la riduzione dei consumi finali, con politiche attive, di 9,3 Mtep nel periodo 2020-2030.

L'elettrificazione dei consumi, la forte penetrazione delle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica consentiranno, secondo le previsioni del Piano, una notevole decrescita dei consumi finali da fonti fossili. Nello scenario di attuazione delle politiche e misure proposte nel PNIEC essi, infatti, passeranno dai 44 Mtep registrati nel 2016 a 32 Mtep nel 2030 con riferimento ai prodotti petroliferi, e da 34 Mtep nel 2016 a 29 Mtep nel 2030 per quanto riguarda il gas naturale. Nel percorso verso il modello di sviluppo sostenibile

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

delineato nel PNIEC, anche il settore della raffinazione dovrà contribuire positivamente alla transizione verso un'economia a minor contenuto di carbonio. In particolare il Piano prevede:

- interventi di riconversione di impianti esistenti in bioraffinerie, in coerenza con l'aumento della domanda interna di biocarburanti avanzati in modo da creare una filiera produttiva nazionale e dare impulso all'economia circolare;
- il riutilizzo dei siti industriali mediante conversione a deposito o ad altri investimenti produttivi, anche al fine di salvaguardare i livelli occupazionali;
- investimenti per aumentare la conversione dei prodotti pesanti delle lavorazioni delle raffinerie e ridurre la produzione di olio combustibile.

Il Piano, inoltre, fornisce le basi per la predisposizione, ai sensi dell'art. 15 del Regolamento Governance, di una Strategia a lungo termine per la decarbonizzazione, che è stata predisposta dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, ed è stata trasmessa alla Commissione europea nel 2021. La strategia fornisce una visione al 2050, stabilendo il contributo nazionale al conseguimento degli obiettivi europei e al rispetto degli impegni assunti da parte dell'Unione nel quadro della convenzione ONU sui cambiamenti climatici (UNFCCC) e dell'Accordo di Parigi, puntando all'azzeramento delle emissioni nette dei gas a effetto serra entro il 2050 e a realizzare un sistema energetico altamente efficiente e basato sulle fonti rinnovabili.

*Tabella 1.2-1: Obiettivi europei e italiani fissati per il 2020 e proposti per il 2030 nel PNIEC*

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
<b>Energie rinnovabili (FER)</b>				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	21,6%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo	+1,3% annuo
<b>Efficienza energetica</b>				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5%	-43%
Risparmi nei consumi finali tramite politiche attive	-1,5% annuo (senza i trasporti)	-1,5% annuo (senza i trasporti)	-0,8% annuo (con i trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
<b>Emissioni gas serra</b>				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	

Tali obiettivi andranno comunque rivisti in aumento in conseguenza dell'innalzamento del target di riduzione della CO<sub>2</sub> al 2030, rispetto all'originale 40% su cui si era basato il PNIEC. Il programma dei lavori della Commissione europea per il 2021 prevede infatti una ampia revisione della legislazione in materia di clima ed energia, al fine di allinearla al nuovo obiettivo di ridurre le emissioni di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990. Il cosiddetto "Fit for 55 package" includerà una lunga serie di proposte legislative su: Emissions Trading System (ETS); Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM); Effort Sharing Regulation (ESR); Renewable Energy Directive (RED), Energy Efficiency Directive (EED), Regulation on the inclusion of greenhouse gas emissions and removals from land use, land use change and forestry (LULUCF); Energy Tax Directive; Directive on deployment of alternative fuels infrastructure; Regulation setting CO<sub>2</sub> emission performance standards for new passenger cars and for new light commercial vehicles; Energy performance of Buildings Directive (EPBD); Reducing methane emissions in the energy sector; Third Energy Package per il gas per regolare i mercati dei gas a basso contenuto di carbonio.

Si tratta quindi di una revisione e aggiornamento dell'intero sistema normativo comunitario sull'energia, che avrà profondi riflessi sui sistemi energetici, di cui occorrerà seguire attentamente gli esiti anche un relazione alle specificità del sistema italiano e tenendo conto degli sforzi verso la decarbonizzazione già compiuti. Inoltre i nuovi orientamenti comunitari dovranno guidare l'aggiornamento del PNIEC italiano, che già è in corso mediante la predisposizione di scenari che individuano i diversi percorsi e misure per raggiungere i nuovi target che l'Italia dovrà assumere per il 2030 su ulteriore riduzione delle emissioni CO<sub>2</sub>, aumento di quota rinnovabili, impegni su efficienza energetica, e trasformazione dei sistemi energetici verso forme più intelligenti e decentrate.

### **1.2.2. Finalità, obiettivi e orizzonte temporale del PiTESAI**

Nel dicembre 2018 il Governo ha emanato il D.L. n. 135/2018, convertito dal Parlamento in L. 12/2019, recante "*Disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione*", noto come Decreto Semplificazioni, in cui è stato inserito, in sede di conversione, l'art. 11-ter che prevede l'istituzione del PiTESAI (Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee), uno strumento di pianificazione generale delle attività minerarie sul territorio nazionale, volto ad individuare le aree dove sarà potenzialmente possibile svolgere o continuare a svolgere le attività di ricerca, prospezione e coltivazione degli idrocarburi in modo sostenibile.

La predisposizione del PiTESAI parte infatti dalla finalità espressa dalla normativa predetta "*... di individuare un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse*". L'intento è pertanto di offrire un quadro territoriale di riferimento, definito e pienamente condiviso (Stato-Conferenza unificata), rispetto al quale pianificare sul territorio nazionale lo svolgimento di tali attività, ispirato a valorizzare fortemente la sostenibilità ambientale, sociale ed economica, e con l'obiettivo di accompagnare la transizione del sistema energetico nazionale alla decarbonizzazione. L'adozione del Piano consentirà inoltre agli operatori una maggior semplificazione circa l'individuazione delle aree nelle quali poter effettuare le attività di prospezione, ricerca e coltivazione.

A tal riguardo, si richiama che il sistema energetico mondiale sta vivendo una nuova fase di trasformazione complessa e dinamica sulla spinta, tra gli altri, dei seguenti fattori principali:

- l'aumento della popolazione e dell'industrializzazione, soprattutto dei paesi emergenti, che si trasforma direttamente in nuova domanda anche di materie prime energetiche fossili, ma anche di maggiore rischio di aumento di emissioni climalteranti;

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

- la ricerca e innovazione che permettono di rendere disponibili nuove tecnologie che portano a maggiore efficientamento e/o a riduzioni dei rischi geo-ambientali o azzeramento di emissioni climalteranti o dannose per l'ambiente o la salute umana ("carbon free"; "zero emission"; "climate neutral");
- gli investimenti in energie rinnovabili e in aumento della elettrificazione dei consumi, con un andamento di sostanziale aumento negli ultimi anni, denotano spazi di superamento delle dinamiche di carbon lock-in con potenziali effetti trasformativi e positivi del sistema economico ed industriale;
- l'aumento della generazione da rinnovabili e dell'elettrificazione farà aumentare la domanda di nuovi minerali quali cobalto, nickel, litio e grafite prevalentemente in paesi extra-UE;
- i cambiamenti negli equilibri della geografia politica mondiale che creano gradi di incertezza e quindi di rischio di approvvigionamento dall'estero;
- la crescente consapevolezza della società degli effetti sull'ambiente, sulla salute e sul clima che derivano dai processi di produzione e consumo, nonché dalla diffusione di situazioni di conflitto d'uso del suolo per fini energetici (sia per risorse convenzionali che rinnovabili);
- nuove metodologie legate alla responsabilità sociale di impresa, nel campo del "Social Awareness", "Social Licence to Operate Schemes", etc.;
- l'analisi delle macro-strategie delle grandi imprese, così come delle PMI innovative, nonché i trend della ricerca e dell'innovazione che segnalano un'evoluzione in corso verso una diversificazione che valorizzi e ricombini la conoscenza del settore energetico ed estrattivo in altri ambiti verso un'economia più verde (green economy), digitale, sostenibile, responsabile (corporate social responsibility) e circolare.

Come osservano le maggiori organizzazioni internazionali che si occupano di politiche energetiche (OCSE, IEA, IRENA,...) e la comunità scientifica internazionale, i trend positivi significativi della transizione non sono e non saranno distribuiti in modo uguale. La transizione presenta e presenterà effetti differenti nei territori ed in alcuni potrà rivelarsi un complesso mix che include anche impatti negativi, soprattutto in quelle aree dove è presente un significativo sistema socio-economico dipendente dalle attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Si pone quindi, in termini di sostenibilità, anche la questione sociale di una giusta transizione (*just/fair transition*) e del *reskilling*, volti ad una diversificazione intelligente che non comporti shock nel sistema del lavoro e perdite di competenze, soprattutto in quelle aree dove è presente un significativo sistema socio-economico e tecnologico basato sulla filiera dei combustibili tradizionali e dal sistema estrattivo di materie prime energetiche.

Pertanto, con lo strumento del PiTESAI sembra opportuno affrontare la transizione energetica con un approccio strategico territoriale per garantire la sicurezza e la migliore sostenibilità, intra ed intergenerazionale, sia a scala nazionale sia a scala locale, contribuendo ad armonizzare e rendere equilibrato il percorso verso la decarbonizzazione della società italiana, tutelando contemporaneamente l'ambiente, l'economia e la società, tenendo in considerazione l'importanza di questi processi a scala territoriale.

Con orizzonte temporale al 2050, con step intermedi decennali, il PiTESAI è uno degli strumenti che compongono il quadro strategico nazionale per lo sviluppo sostenibile nel campo energetico e per la sicurezza degli approvvigionamenti, caratterizzato da una specifica attenzione al territorio nel suo complesso. Come esplicitato precedentemente, per il processo di costruzione del PiTESAI e della relativa valutazione ambientale, si prendono a riferimento gli obiettivi energetici internazionali, comunitari, e di conseguenza nazionali (Agenda 2030, Accordo di Parigi, Clean Energy for all Europeans Package, Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile, PNIEC, nuova strategia energetica LRT...).

Il PiTESAI è/sarà anche una roadmap, data based, per affrontare la complessità della transizione che richiede un'azione coordinata di politiche ed istituzioni che agiscano sul fronte economico, tecnologico e sociale considerando con estrema attenzione gli aspetti della tutela ambientale e della salute umana come vincolo ed opportunità per uno sviluppo più prospero dell'attuale e delle future generazioni.

Il PiTESAI si pone anche come possibile strumento di indirizzo per le Amministrazioni Centrali e per le Regioni per la programmazione dei fondi europei Strutturali e di innovazione (2021-2027), al fine di garantire anche un ulteriore sostegno alla migliore transizione nelle aree non idonee, qualora vi fossero impianti da dismettere prima della fine della vita del giacimento. Risulta fondamentale per tutti i settori coinvolti in questo percorso globale di decarbonizzazione dell'economia verificare la fattibilità di possibili interventi di riconversione dei propri siti, anche ricorrendo all'installazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Al riguardo, si evidenzia che lo strumento del Just Transition Fund (JTF)<sup>4</sup> non risulta applicabile nello specifico per le attività upstream e secondo le finalità del Piano, poiché tra l'altro in Italia è destinato dalla Commissione europea in via praticamente esclusiva per l'area del Sulcis e di Taranto.

Potrebbero in alternativa essere considerati percorsi di reskilling e di creazine di nuove attività lavorative, anche in settori non energetici, che reimpieghino la manodopera locale, anche per le aree che risulteranno idonee ma per le quali comunque verrà in prospettiva a mancare l'occupazione per l'esaurimento naturale dei giacimenti, promuovendo l'utilizzo delle royalties da parte delle regioni, in particolare quelle del Mezzogiorno per la realizzazione di progetti locali che nel corso del tempo riassorbano l'occupazione.

Inoltre, è pragmaticamente rilevante evidenziare come lo strumento del PiTESAI, già a partire dalla fase della sua elaborazione, consente, e continuerà a realizzare, la finalità primaria della razionalizzazione prevista dal Piano dell'intero settore dell'upstream italiano, in termini di maggior efficientamento delle aree impiegate per tali finalità, evitando anche l'eccessivo allungamento dei tempi amministrativi connessi e conseguenti a tali attività.

Sarà rappresentato ed evidenziato nei capitoli successivi come la produzione di idrocarburi nazionali sia concentrata solo in una ridotta percentuale delle concessioni attive. Si richiama infatti che gran parte della produzione complessiva di gas nazionale registrata nel 2020 è ascrivibile alle 17 concessioni più produttive che hanno realizzato complessivamente 3.566 milioni di m<sup>3</sup>, pari all'81% della produzione nazionale. Quanto fin qui rappresentato evidenzia come la produzione di gas nazionale sia concentrata solo in una ridotta percentuale delle concessioni attive: circa il 9% delle concessioni attive fornisce oltre l'80% della produzione nazionale. La produzione complessiva di olio greggio dell'anno 2020 è principalmente ascrivibile alle 4 concessioni più produttive (circa il 2% delle concessioni vigenti) che hanno realizzato complessivamente 4.893 milioni di tonnellate, pari a oltre il 90% della produzione nazionale.

Conseguentemente, la razionalizzazione prevista – attraverso l'adozione del PiTESAI – delle concessioni presenti in Italia, non sembra porsi in antitesi con le necessità di salvaguardare la produzione nazionale e i livelli occupazionali, atteso che le concessioni di coltivazione, allo stato, non solo non sono oggetto di sospensione, ma possono altresì essere prorogate.

E' importante richiamare che la redazione del PiTESAI è una misura di carattere prevalentemente ambientale, preordinata e necessaria per il perseguimento di una efficace "transizione energetica" entro i tempi previsti – con primi, sfidanti obiettivi al 2030 – sia dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2017, sia dal Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), adottato dal Governo alla fine del 2019, con l'intento di contribuire al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dall'Unione Europea.

---

<sup>4</sup> JTF, fondo varato dall'UE per gestire la transizione e gli effetti sociali e occupazionali dei territori da essa interessati.

Proprio nell'ottica del perseguimento di tali obiettivi, si inquadra la disposizione della norma del PiTESAI che ridetermina in aumento di 25 volte dal 1 giugno 2019 i canoni annui dovuti dai titolari delle concessioni di coltivazione di idrocarburi in base alle superfici dei titoli minerari detenuti. Tali canoni erano rimasti invariati da oltre venti anni dalla precedente normativa regolatrice ed adeguati solo in base agli indici Istat. Il legislatore ha comunque previsto, nella medesima norma del PiTESAI che aumenta i canoni concessori, la possibilità per concessionari, una volta verificata la convenienza della concessione alla luce dell'importo dei nuovi canoni, di dismettere quelle non più redditizie, ovvero di ridurre l'estensione al fine di commisurarla alla produttività e di continuarne a ritrarre un profitto e delle utilità<sup>5</sup>. Ne discende che anche l'aumento dei canoni è funzionale all'attività volta alla valorizzazione della sostenibilità ambientale e socio-economica delle diverse aree, all'annullamento degli impatti derivanti dalle attività upstream e al sostegno del processo di decarbonizzazione.

Pertanto, la rideterminazione in aumento di 25 volte dei canoni concessori si inquadra nell'ottica della valorizzazione dei beni pubblici, che mira ad una loro maggiore redditività per lo Stato, finalizzata ad una transizione energetica che appare valore fondamentale da perseguire nell'interesse della generalità dei cittadini e che deve ritenersi idonea a giustificare la diminuzione proporzionale dei vantaggi dei soggetti che assumono la veste di concessionari (cit. Sentenza TAR Lazio del 17/09/2020).

Il legislatore, valutando tale equo bilanciamento fra le attività di coltivazione di idrocarburi da un lato, e la maggiore valorizzazione della sostenibilità ambientale dall'altro, ha emanato la normativa del PiTESAI in argomento da intendersi come misura di razionalizzazione delle attività minerarie, atteso che la predisposizione del Piano di transizione energetica dovrà contemperare il raggiungimento delle esigenze ambientali richieste, tenendo conto tra l'altro degli aspetti socio economici coinvolti anche nel comparto produttivo nazionale, a garanzia di tutti i lavoratori interessati (clausola di salvaguardia preliminarmente possibile anche in considerazione delle previsioni normative di cui all'art. 62-ter della Legge 11 settembre 2020, n. 120, che ha introdotto una soglia per i canoni annui complessivi che ciascun titolare deve versare per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi<sup>6</sup>).

### **1.3. Linee strategiche e principi del Piano**

La Legge 11 febbraio 2019, n. 12, ha introdotto il "*Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI)*", come strumento di pianificazione generale con lo scopo "... di individuare un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse", nel perseguimento dell'obiettivo di una "*transizione energetica sostenibile*" che contribuisca al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dall'UE per la decarbonizzazione al 2050.

---

<sup>5</sup> Il legislatore all'art. 11-ter comma 4 della legge in parola, proprio nella consapevolezza che l'aumento dei canoni avrebbe potuto far ritenere non conveniente mantenere la concessione, ha previsto che non siano sospesi i procedimenti di: "... b. rinuncia a titoli minerari vigenti o alle relative proroghe;...omissis.. d. riduzione dell'area, variazione dei programmi lavori e delle quote di titolarità."

<sup>6</sup> L'art. 62-ter della Legge 11 settembre 2020, n. 120 ha introdotto dopo il comma 9 dell'art. 11-ter della L. 12/19 il seguente: «9 - bis. Al fine di garantire la prosecuzione in condizioni di economicità della gestione delle concessioni di coltivazione di idrocarburi, l'ammontare annuo complessivo del canone di superficie dovuto per tutte le concessioni in titolo al singolo concessionario non può superare il 3 per cento della valorizzazione della produzione da esse ottenuta nell'anno precedente»

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

Come richiamato nel paragrafo precedente, il PiTESAI, è stato pensato quale strumento per adottare nel settore dell'*upstream* un approccio strategico territoriale, volto alla valorizzazione della sostenibilità ambientale nello sviluppo socio-economico su scala nazionale e locale. Il PiTESAI è considerato uno degli strumenti che vanno a comporre il quadro strategico nazionale per lo sviluppo sostenibile, la ricerca e l'innovazione in ambito energetico, mostrando attenzione al territorio nel suo complesso. Il Piano, incentrato sulla sostenibilità ambientale e socio-economica delle scelte in termini di politica energetica effettuate nelle differenti aree del Paese, intende ridurre gli impatti ambientali che derivano dalle attività upstream, ovvero dall'esplorazione, perforazione ed estrazione connesse alle attività di produzione degli idrocarburi, e avviare il processo di decarbonizzazione.

Secondo quanto stabilito dall'art. 11-ter della Legge 12/2019, e ai sensi del D.L. 22/2021, il PiTESAI è approvato con decreto del Ministro della Transizione Ecologica, previa acquisizione dell'intesa tra Stato e Conferenza unificata (Regioni, Province, Enti locali), richiesta dal comma 3 dell'art. 11-ter della Legge 12/19 e necessaria per l'adozione del Piano nelle aree su terraferma.

In base a quanto stabilito nella normativa vigente, i permessi di prospezione o di ricerca di idrocarburi, sia liquidi che gassosi, in mare e su terraferma, e anche i procedimenti amministrativi, sono momentaneamente sospesi ("moratoria") fino al 30 settembre 2021, e dall'adozione del Piano saranno soggetti a verifica per determinare le aree dove queste operazioni risulteranno essere compatibili con i principi previsti dal PiTESAI. Altresì, non è prevista alcuna sospensione delle attività di stoccaggio di gas naturale e dei procedimenti relativi al conferimento di nuove concessioni di coltivazione di idrocarburi in quanto il PiTESAI non riguarda dette attività.

Alla data di adozione del Piano, si verificheranno le seguenti ipotesi:

- 1) nelle aree in cui le attività di prospezione e di ricerca e di coltivazione risultino compatibili con le previsioni del Piano stesso, i permessi di ricerca sospesi riprendono efficacia;
- 2) nelle aree non compatibili, il MiTE rigetta le istanze relative ai procedimenti sospesi e revoca, anche limitatamente ad aree parziali, i permessi di prospezione e di ricerca in essere. In caso di revoca, il titolare del permesso di prospezione o di ricerca è comunque obbligato al completo ripristino dei siti interessati.
- 3) nelle aree non compatibili, il MiTE rigetta anche le istanze relative ai procedimenti di rilascio delle concessioni per la coltivazione di idrocarburi il cui provvedimento di conferimento non sia stato rilasciato entro la data di adozione del Piano.
- 4) nelle aree in cui le attività di coltivazione risultino incompatibili con le previsioni del Piano stesso, le concessioni di coltivazione, anche in regime di proroga, vigenti alla data di entrata in vigore della legge, mantengono la loro efficacia sino alla scadenza e non sono ammesse nuove istanze di proroga.

Nella formulazione del PiTESAI, la parte principale dell'attività è rivolta all'individuazione dei criteri ambientali, sociali ed economici, in base ai quali stabilire se una determinata area sia potenzialmente o meno idonea all'effettuazione delle attività di ricerca e di successiva coltivazione di giacimenti di idrocarburi e/o compatibile alla prosecuzione delle attività minerarie già in essere.

L'applicazione dei criteri ambientali, sociali ed economici avrà pertanto ad oggetto da un lato le nuove istanze per lo svolgimento potenziale delle attività upstream e dall'altro la prosecuzione dei procedimenti amministrativi e delle attività minerarie che sono già in essere.

Le nuove istanze (successive all'approvazione del PiTESAI) dei permessi di prospezione e dei permessi di ricerca di idrocarburi che, sulla base dell'applicazione dei criteri, saranno presentate in futuro e

risulteranno in aree potenzialmente idonee, seguiranno l'iter amministrativo di autorizzazione previsto dalla normativa attuale (di cui al capitolo 2.1.2 "La Scala Nazionale: Quadro Legislativo, Regolamentare e Organizzativo per la prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi").

La valutazione invece della compatibilità, intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle attività minerarie già in essere, dei titoli minerari esistenti e delle istanze già presentate alla data di entrata in vigore della L. n. 12/19 sarà condotta secondo le seguenti casistiche:

- a. prosecuzione dei procedimenti per le istanze
  - i. dei permessi di prospezione o dei permessi di ricerca già presentate,
  - ii. delle concessioni di coltivazione di idrocarburi già presentate ed in corso di valutazione.
- b. prosecuzione delle attività minerarie già in essere:
  - i. nei permessi di ricerca vigenti (o in fase di proroga),
  - ii. nelle concessioni di coltivazione vigenti (o in fase di proroga).

### **1.3.1. Individuazione/definizione dei criteri ambientali e socio-economici**

L'integrazione delle considerazioni ambientali nel processo decisionale che rappresenta una delle finalità cui è rivolta la VAS trova applicazione nel PiTESAI con la definizione di criteri di natura ambientale, economica e sociale, la cui applicazione consentirà la gestione delle nuove istanze, di quelle già presentate nonché delle attività già in essere.

Per l'individuazione delle categorie ambientali e dei relativi vincoli da considerare applicabili per le stesse, si richiama che il PiTESAI è un atto di pianificazione la cui finalità consiste nell'individuare un "*quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse*", ovvero fornire un quadro territoriale condiviso con le Regioni tramite la Conferenza unificata, rispetto al quale pianificare lo svolgimento di tali attività, valorizzando la sostenibilità ambientale, sociale ed economica, e con l'obiettivo di accompagnare la transizione del sistema energetico nazionale alla decarbonizzazione; deve tener conto di tutte le caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche e morfologiche, con particolare riferimento all'assetto idrogeologico e alle vigenti pianificazioni (anche interregionali e regionali) e, per quanto riguarda le aree marine, deve principalmente considerare i possibili effetti sull'ecosistema, nonché tenere conto dell'analisi delle rotte marittime, della pescosità delle aree e della possibile interferenza sulle coste.

I criteri ambientali saranno definiti pertanto sulla base delle caratteristiche territoriali e ambientali delle aree di studio individuate in base alla presenza di vincoli normativi, regimi di protezione e di tutela a vario titolo e di particolari sensibilità/vulnerabilità alle attività oggetto del PiTESAI.

Per tale analisi saranno prese in considerazione le categorie ambientali riportate di seguito, da suddividere nei due ambiti terrestre e marino al fine di classificarli secondo i seguenti criteri ambientali:

- **vincoli assoluti:** vincoli normativi già in atto nella terraferma e nelle zone marine (criterio dei divieti o delle riduzioni delle attività già in vigore), per i quali sono previste restrizioni di vario tipo correlate alle attività;
- **vincoli relativi di esclusione:** elementi che, ai fini della richiesta salvaguardia, tutela e valorizzazione del patrimonio ambientale, culturale, territoriale ed economico presente, seguendo logiche di prevalenza delle finalità coinvolte e degli obiettivi da conseguire, comportano l'esclusione delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree interessate;



- **vincoli relativi di attenzione/approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche:** elementi che non determinano a priori la non idoneità dell'area, ma che per le loro caratteristiche ambientali in quanto possono presentare particolari sensibilità alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, dovranno essere adeguatamente considerati nelle successive fasi valutative sito-specifiche (tra cui le VINCA e le VIA **del progetto nel sito specifico**) che si renderanno necessarie prima di approvare l'effettuazione delle specifiche attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi.

Sulla base delle analisi già effettuate per l'elaborazione del Rapporto Preliminare e dei nuovi elementi acquisiti dal parere di scoping e dai successivi confronti effettuati anche con l'Amministrazione competente e la Commissione Vas, si riporta di seguito nella Tabella 1.3-1 l'elenco delle categorie ambientali e dei criteri ambientali (costituiti da vincoli assoluti, vincoli relativi di esclusione e vincoli relativi di approfondimento) individuati per l'elaborazione del PiTESAI.

Tale elenco sarà oggetto di eventuali modifiche/integrazioni a seguito delle osservazioni e suggerimenti che perverranno nell'ambito della fase di consultazione pubblica.

Si ritiene comunque opportuno ritenere che i **criteri ambientali** possano essere considerati, ove applicabile, **dinamici e adattativi** sulla base di aggiornamenti periodici, e che lo stesso PiTESAI possa essere sottoposto ad aggiornamento, per esempio ogni tre anni.

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 1.3-1: Elenco delle Categorie ambientali e dei vincoli individuati per l'elaborazione del PiTESAI

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI
1	Aree di cui al D.lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., art. 6: Aree ricadenti all'interno del perimetro e poste entro le 12 miglia dal perimetro esterno di: Aree Marine Protette, Parchi sommersi, Santuario dei Mammiferi Marini, Oasi Blu, Riserve naturali con parti a mare, Parchi Nazionali con parti a mare (La Maddalena, Arcipelago Toscano), Siti della Rete Natura 2000 nazionali e regionali (SIC/ZSC e ZPS, istituiti e da istituire); Aree ricadenti all'interno	SI	SI		ove previsti		D.lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., art. 6 Comma 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 dell'Unione Europea e internazionali sono vietate 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 n.9 del 1991, n.9. Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro le 12 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 ...

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
	della fascia di mare entro le 12 miglia dalla linea di costa e dai limiti esterni delle aree marine protette già istituite (Siti Natura 2000, AMP, Santuario Pelagos, ecc.);						
2	Divieto di prospezione, ricerca e coltivazione nel 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 (art. 8 del Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112)	SI	SI (in attesa dell'accertamento, da parte del Ministero dell'Ambiente - ISPRA, sulla base di specifici studi in corso, dell'assenza di rischi di subsidenza sulle coste.				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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
							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 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”.
3	Aree di cui al D.lgs. 49/2010, DPCM 29.09.1998, D.lgs. 152/2006 e correlate Norme Tecniche di Attuazione delle Autorità di Bacino/Distretto Idrografico Aree classificate a pericolosità o a	SI	SI				La norma ha la duplice finalità di salvaguardare l'incolumità delle persone ed il valore dei beni rispetto al rischio naturale specifico da un lato, nonché di evitare che attività non congruenti con il precario contesto ambientale possano produrre un ulteriore aggravamento del rischio.

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITESAI
	rischio idraulico (alluvione) "molto elevato" o "elevato" <sup>7</sup>						
4	Aree di cui al D.lgs. 49/2010, DPCM 29.09.1998, Aree di cui al D.lgs. 152/2006 e correlate Norme Tecniche di Attuazione delle Autorità di Bacino/Distretto Idrografico Aree classificate a pericolosità o a rischio geomorfologico (frana) "molto elevato" o "elevato" <sup>7</sup>	SI	SI				La norma ha la duplice finalità di salvaguardare l'incolumità delle persone ed il valore dei beni rispetto al rischio naturale specifico da un lato, nonché di evitare che attività non congruenti con il precario contesto ambientale possano produrre un ulteriore aggravamento del rischio.
5	Aree designate per l'estrazione di acque	Parzialmente secondo i dati	Si - rientrano le zone di tutela		Per le zone di tutela	Zone di protezione	Per conservare le caratteristiche qualitative delle acque destinate al

<sup>7</sup> per tali categorie, per le situazioni esistenti, si applicano le misure di salvaguardia ove previste dalla normativa.

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
	destinate al consumo umano (art. 94 c. 4 del D.lgs. 152/06 e s.m.i.)	a disposizione. Per una copertura completa dei dati su tutto il territorio nazionale si rimanda alle Regioni coinvolte	assoluta e le zone di rispetto ove adottate		assoluta il buffer è di 10 m dal punto di captazione, mentre per le zone di rispetto è di 200 m, ma la Regione può indicare diversamente.		consumo umano, il decreto legislativo 152/2006 (art. 94) stabilisce che le Regioni individuino le aree di salvaguardia distinte in zone di tutela assoluta e zone di rispetto, nonché, all'interno dei bacini imbriferi e delle aree di ricarica della falda, le zone di protezione. D.lgs. 152/06, art. 94, c. 3: <b>“La zona di tutela assoluta è costituita dall'area immediatamente circostante le captazioni o derivazioni: essa, in caso di acque sotterranee e, ove possibile, per le acque superficiali, deve avere un'estensione di almeno dieci metri di raggio dal punto di captazione, deve essere adeguatamente protetta e dev'essere adibita esclusivamente a opere di captazione o presa e ad infrastrutture di servizio”</b> c.4: <b>“La zona di rispetto è costituita dalla porzione di territorio circostante la zona di tutela assoluta da sottoporre a vincoli e destinazioni d'uso tali da tutelare qualitativamente e</b>

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
							<i>quantitativamente la risorsa idrica captata e può essere suddivisa in zona di rispetto ristretta e zona di rispetto allargata, in relazione alla tipologia dell'opera di presa o captazione e alla situazione locale di vulnerabilità e rischio della risorsa. In particolare, nella zona di rispetto sono vietati l'insediamento dei seguenti centri di pericolo e lo svolgimento delle seguenti attività: ... g) apertura di pozzi ad eccezione di quelli che estraggono acque destinate al consumo umano e di quelli finalizzati alla variazione dell'estrazione ed alla protezione delle caratteristiche quali-quantitative della risorsa idrica; ..."</i>
6	Aree Protette istituite in base alla legge 979/1982 e alla legge n. 394/91 e alla leggi di recepimento regionale (parchi nazionali, aree marine protette, riserve naturali statali, parchi e	SI	SI		Non valutabili a priori	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Tutela di specie animali o vegetali, di associazioni vegetali o forestali, di singolarità geologiche, di formazioni paleontologiche, di comunità biologiche, di biotopi, di valori scenici e panoramici, di processi naturali, di equilibri idraulici e idrogeologici, di equilibri ecologici. L'art. 6 della L 394/91 "Misure di salvaguardia" che, al comma 3, vieta "...qualsiasi mutamento

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
	riserve naturali regionali e altri stati naturali e aree regionali), con le tipologie di aree protette di cui all'EUAP, compresa l'Area Naturale Marina di Interesse Internazionale rappresentata dal "Santuario per i Mammiferi marini"						<i>dell'utilizzazione dei terreni con destinazione diversa da quella agricola e quant'altro possa incidere sulla morfologia del territorio, sugli equilibri ecologici, idraulici ed idrogeotermici e sulle finalità istitutive dell'area protetta."; l' art. 11 della L 394/91 il "Regolamento del Parco" disciplina le attività consentite entro il territorio protetto, al comma 3 specifica che "...nei parchi sono vietate le attività e le opere che possono compromettere la salvaguardia del paesaggio e degli ambienti naturali tutelati con particolare riguardo alla flora e alla fauna protette e ai rispettivi habitat. In particolare sono vietate.... c) la modificazione del regime delle acque; ....l'introduzione e l'impiego di qualsiasi mezzo di distruzione o di alterazione dei cicli biogeochimici..."; art. 12 il Piano del Parco è lo strumento attraverso il quale viene perseguita la tutela dei valori naturali, ambientali, storici, culturali, antropologici dall'ente gestore; il Piano suddivide il territorio in base al diverso grado di</i>



## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
							protezione, compatibilmente con le finalità istitutive del parco
7	aree marine di reperimento, individuate dalle leggi 394/91, art. 36, e 979/82, art. 31,	NO perimetrazioni in fase di definizione nell'ambito della conversione in aree marine protette	SI	Si quelle art. 36, comma 1, della legge 394/91 che non sono state ancora istituite quali le Isole Eolie e del Golfo di Orosei – Capo Monte Santu, e di tali ambiti territoriali deve tenersi conto per l'attuazione di legge. Oltre al suddetto elenco, l'art. 36, comma 1, della legge 394/91 prevede un aggiuntivo elenco di ventinove aree marine di reperimento fra le quali non sono ancora state istituite: Isola di Gallinara, Monti dell'Uccellina-Formiche di Grosseto-Foce dell'Ombrone- Talamone, Isola di Capri, Costa di Maratea, Capo d'Otranto - Grotte Zinzulusa e	Non valutabili a priori	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Le aree marine di reperimento, individuate dalle leggi 394/91, art. 36, e 979/82, art. 31, costituiscono aree la cui conservazione attraverso l'istituzione di aree protette è considerata prioritaria.

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
				Romanelli - Capo di Leuca, Costa del Monte Conero, Isola di Pantelleria, Promontorio Monte Cofano-Golfo di Custonaci, Capo Spartivento, Monte di Scauri, Parco marino del Piceno, Stagnone di Marsala, Capo Passero, Pantani di Vindicari, Isola di San Pietro. Si, per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione.			
8	67 aree della CNAPI con gli opportuni buffer	SI		SI	Buffer stimato a priori come richiesto a pag. 57 e 117 del parere di scoping -"le aree CNAPI, con un opportuno		ai sensi degli articoli 25, 26 e 27 del D.lgs. 31/2010, la SOGIN S.p.A. ha avviato la consultazione pubblica sulla proposta di Carta Nazionale delle Aree Potenzialmente Idonee a ospitare il Deposito Nazionale e Parco Tecnologico (Aree CNAPI); tra i siti potenzialmente idonei alla realizzazione del Deposito Nazionale, individuati nella carta, verrà scelto quello nel quale sarà

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI
					<p><i>buffer, determinano la non idoneità per usi estrattivi e devono essere escluse dal PiTESAI"</i></p>		<p>realizzato il suddetto Deposito; nelle more dell'individuazione del sito del Deposito Nazionale, considerando l'incompatibilità di tale uso con gli usi estrattivi, le 67 aree della CNAPI, con un opportuno buffer, determinano la non idoneità per usi estrattivi e devono essere escluse dal PiTESAI, da ritenersi temporanea sino alla scelta del sito del Deposito. <u>Il buffer che si ritiene opportuno definire è un buffer di <b>200 m intorno le 67 aree</b>. Tale buffer tiene conto dall'effetto del risentimento massimo delle vibrazioni che possono essere prodotte dalle attività di acquisizione geofisica o delle attività di ricerca e coltivazione e di quelle ad esse concernenti, avendo analizzato la letteratura specifica sui progetti presentati negli ultimi anni (documentazione a corredo delle VIA) e le informazioni raccolte dagli Uffici competenti. Gli effetti massimi secondo la predetta analisi ricadono al di sotto della soglia di 100 m, che applicando il principio di precauzione si ritiene di assumere pari a 200 m, quale buffer</u></p>

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
							<u>di esclusione.</u> A questo scopo si ricorda che il Deposito Nazionale di rifiuti radioattivi sarà realizzato in una sola delle 67 aree individuate nella CNAPI. <b><u>Dopo che avverrà la scelta dell'area del Deposito, le restanti 66 aree, con i loro relativi buffer, non saranno più considerati come vincoli di esclusione ad eccezione di quella individuata per la localizzazione del Deposito.</u></b>
9	<u>siti della rete Natura 2000 (SIC/ZSC + ZPS)</u> istituiti a norma della Direttiva 92/43/CEE (Direttiva Habitat) e della Direttiva 79/409/CEE (Direttiva Uccelli)	SI		SI	ove previsti, nel resto non valutabili a priori	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	L'esclusione dell'attività di prospezione ed estrazione di idrocarburi in aree ricadenti e limitrofe rispetto a quelle della Rete Natura 2000 potrebbe garantire il raggiungimento dell'obbligo di risultato previsto dalla Direttiva Habitat e della Direttiva Uccelli in merito al mantenimento e alla conservazione di habitat, specie ed habitat di specie, tutelati a livello unionale. Inoltre considerare i siti Natura 2000, aree con vincolo assoluto garantisce così, alla luce del principio di precauzione, il mantenimento in uno stato di conservazione soddisfacente dei siti,

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
							evitando fenomeni di degrado diretti, anche potenziali, in piena ottemperanza a quanto previsto dall'art. 6, paragrafo 2, della Direttiva Habitat. L'Italia a seguito della dichiarazione della Zona di Protezione Ecologica per le acque dei bacini occidentali (Mari Ligure, Mar Tirreno e Mar di Sardegna) ha in atto il processo per l'istituzione di nuovi siti NATURA 2000 oltre le 12 mn. Questi siti, già identificati saranno soggetti alla vincolistica propria del sistema europeo NATURA 2000.
9. a	Natura 2000 – altri nuovi siti che includono habitat di particolare interesse naturalistico (montagne sottomarine, aree di canyon, aree di oasi idrotermali)	SI		SI	SI - 3 MN (vedere pag. 94 del parere di scoping)		
10	Zone umide della Convenzione di Ramsar	SI		SI	Non valutabili a priori	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Zone umide riconosciute di importanza internazionale (o in via di riconoscimento) tutelate. Conservazione e utilizzo razionale di tutte le zone umide di importanza

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
							internazionale. Per tali Zone vengono elaborati e applicati piani regolatori in modo da favorire la conservazione delle zone umide e, per quanto possibile, un uso razionale del loro territorio
11	Aree ZTB (aree con misure di pianificazione: zone di tutela biologica o di particolare interesse per la pesca - aree designate per la protezione di specie acquatiche significative dal punto di vista economico)	SI		Si, per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione	ove previsto	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Le zone di tutela biologica vengono istituite dal MiPAAF e sono zone in cui la pesca ha alcune limitazioni che vengono implementate al fine di salvaguardare e ripopolare le risorse marine.
12	Aree FRA (Aree di interesse per la pesca GFCM-FAO: Fisheries restricted areas)	SI		Si, per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione	ove previsto	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Le Fisheries Restricted Areas (FRAs) rappresentano uno strumento GFCM FAO che permette la limitazione di attività di pesca al fine di proteggere siti con elevata valenza conservazionistica (e.g. Vulnerable Marine Ecosystems, Sensitive Habitats) e/o habitat elettivi per specie commerciali (Essential Fish Habitats). Non

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
							applicabile nelle aree adibite alle attività di coltivazione in essere.
13	invasi/dighe/laghi	SI		SI	Non valutabili a priori	Zona di rispetto specifica da valutare in fase di VIA o VINCA - In termini di distanza minima, il problema va valutato caso per caso sulla base delle specifiche condizioni ambientali ed ecologiche	Nel territorio nazionale esistono anche tipologie di infrastrutture o specifiche tipologie di ecosistemi acquatici particolarmente sensibili alle attività estrattive. La presenza di invasi/dighe/laghi in territori interessati da impianti estrattivi costituiscono motivo di potenziale alto rischio per la qualità delle acque, sia per la flora, fauna ed ecosistemi acquatici, sia per le acque destinate al consumo umano. Il rilascio di nutrienti organici e inorganici può causare l'eutrofizzazione delle acque, con conseguenti fioriture algali e danni per l'ecosistema acquatico. Le acque degli invasi possono essere contaminate da eventuali e incidentali sversamenti di idrocarburi e altre sostanze sia direttamente nel corpo d'acqua, sia nel sottosuolo e nelle falde acquifere che defluiscono verso l'invaso. La presenza di invasi/

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI
							dighe/laghi rende non idonee le aree ubicate a breve distanza, sottovento e sottoflusso idrico. In termini di distanza minima, il problema va valutato caso per caso sulla base delle specifiche condizioni ambientali ed ecologiche.
14	Siti Unesco inclusi i buffer delle zone e candidature presentate all'entrata in vigore del PiTESAI	Parzialmente, e si rimanda alle successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS		SI	Qualora previsti		E' necessario, per come disposto dall'art. 11- ter della L. 12/2019, tener conto di tutte le caratteristiche del territorio, considerato che vi insistono aree e contesti di unicità, rarità e pregio ambientale, culturale, paesaggistico e architettonico, di elevata attrattività/vocazione turistica, comprese anche nel Patrimonio UNESCO. I siti del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO sono beni culturali o naturali (o misti, se comprendono entrambe le categorie) identificati da una perimetrazione, ed inseriti nella Lista del Patrimonio Mondiale al fine di garantirne la protezione, conservazione, valorizzazione e trasmissione alle generazioni future.
15	Subsidenza	ove esistente a	Area del Parco del	Aree con	non	Si, tutte le restanti aree	Consiste in un lento processo di



## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
		livello regionale	Delta del Po, nei siti Rete Natura 2000 anche a mare gestiti dall'Ente Parco e nell'area della Riserva di Biosfera	intensità/velocità del movimento verticale del suolo molto elevato, <u>presumibile superiore a 25 mm/anno ove censite a livello regionale</u>	applicabile	non escluse ove è presente il fenomeno	abbassamento del terreno, generalmente causato da fattori geologici e negli ultimi decenni localmente aggravato dall'azione dell'uomo (estrazione di fluidi dal sottosuolo o bonifiche idrauliche), determinando localmente la compromissione di opere e attività umane. La subsidenza è un importante fattore di rischio ambientale, specie nelle aree intensamente urbanizzate e nelle aree costiere. Il fenomeno coinvolge circa il 14% dei Comuni italiani (1.093 Comuni), prevalentemente situati nelle regioni del Nord, in particolare nell'area della Pianura Padana. Nell'Italia centrale e meridionale il fenomeno interessa prevalentemente le pianure costiere. Le Regioni più esposte sono il Veneto e l'Emilia-Romagna, con circa il 50% dei Comuni interessati (rispettivamente 307 e 179 Comuni), seguite dalla Toscana (28%, 79 Comuni), Campania (19%, 103 Comuni), Lombardia (17%, 257 Comuni)

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
							e Friuli-Venezia-Giulia (11%, 24 Comuni) (Annuario dei Dati Ambientali, ISPRA. Ed. 2019).
16	aree suscettibili ai Sinkhole naturali o aree interessate dal processo morfogenetico carsico	SI disponibile come servizio WMS		SI, quelli censiti	ove previsti	SI, quelle individuate a rischio sprofondamento naturale, ed le zone di rispetto specifiche ove non previste	Si tratta di fenomeni di sprofondamento del terreno improvvisi, con diametro e profondità fino a centinaia di metri, di origine naturale legati al contesto geologico-idrogeologico, e antropico. Le aree suscettibili ai sinkhole naturali sono concentrate sul medio versante tirrenico e in particolare nel Lazio, in Abruzzo, in Campania e in Toscana. Il versante adriatico, a esclusione del Friuli-Venezia Giulia, non è interessato da questo tipo di sinkhole, così come l'arco alpino e le Dolomiti. I sinkhole naturali sinora censiti nelle aree di pianura sono più di 1.500 e sono state individuate circa 200 aree a rischio sprofondamento naturale.
17	Zone Vulcaniche attive e quiescenti	SI		SI	Non applicabile a priori	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	L'attività vulcanica produce una serie di fenomeni che possono rappresentare un serio pericolo per l'uomo, le sue attività e l'ambiente. Tali fenomeni sono direttamente

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITESAI
							(colate di lava, flussi piroclastici, eiezione di materiali) o indirettamente (colate di fango, terremoti, tsunami) legati alle eruzioni.
18	Foreste (D.lgs. 34/2018)	Ove esistente a livello nazionale <sup>8</sup> e regionale, si rimanda alle successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS		SI	Ove già previsti	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche ove non già prevista	numerosi SCA richiamano la necessità di considerare tali aree tra i criteri ambientali per la definizione della idoneità delle aree a fini estrattivi, stante il ruolo rilevante che assicurano al capitale naturale nazionale
19	Siti di Interesse Nazionale - Siti di Interesse Regionale	Si per i SIN; per i SIR, ove i dati siano disponibili a livello regionale, si rimanda alle successive fasi nel corso dell'attuale processo di		Si, per SIN e SIR attuali e futuri. Si, per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione.		Buffer: secondo le indicazioni di pag. 58 del parere di scoping, tali aree sono identificate come aree non compatibili per le finalità del PITESAI, il cui dimensionamento deve essere valutato in base alle condizioni geologico/geomorfologi	SIN/SIR: esclusi dalle aree idonee per la coltivazione di idrocarburi, come vincolo temporaneo per il tempo di validità della classificazione

<sup>8</sup>verificare il Rapporto Annuale Forestale e gli Inventari forestali nazionali - Inventario Nazionale delle Foreste e dei serbatoi forestali di Carbonio – INFC

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITESAI
		VAS				che sito-specifiche, al fine di evitare che eventuali attività di upstream effettuate in prossimità dei SIN/SIR possano determinare rischi per la salute umana e incrementi della contaminazione accertata	
20	Aree marine costiere limitrofe ad aree del territorio deputate a esercitazioni di forza armata, aree marine utilizzate per esercitazioni militari e tratti di mare interessati dalla presenza cospicua di residuati di origine militare (es. "fondi sporchi" sulle carte dell'Istituto Idrografico della Marina Militare).	SI		SI			Nei tratti di fondale marino interessati dalla presenza di residuati di origine militare e aree marine destinate a esercitazioni militari, le attività di ricerca e coltivazione possono arrecare interferenze e rischi con la presenza di manufatti militari.
21	le aree presenti e future (se già	si rimanda ai provvedimenti		Si, per le attività di prospezione e di ricerca e	ove previsti	Zona di rispetto specifica da valutare	Per quanto riguarda l'acquacoltura, gli obiettivi europei di crescita e

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
	approvate/autorizzate) per lo sviluppo di impianti di acquacoltura (maricoltura)	attuali di approvazione e alla prossima PSM		solo per le nuove attività di coltivazione		nelle successive fasi valutative sito-specifiche	<p>sviluppo sostenibile sono fissati dalla nuova Politica Comune della Pesca (Reg. 1380/2013/UE) e mirano a promuovere la crescita e ad aumentare le produzioni dell'acquacoltura negli Stati membri. E'</p> <p>atteso al 2025 un aumento delle produzioni per un volume di 190.441 tonnellate (+35,2 % rispetto al 2013) e un valore corrispettivo di 580 milioni di euro (+47,6 % rispetto al 2013).</p> <p>La crescita delle produzioni è attesa grazie a una diversificazione dei processi di produzione e dei prodotti, la modernizzazione e l'ampliamento degli impianti esistenti e la realizzazione di nuovi insediamenti produttivi grazie a un miglioramento dell'utilizzo dello spazio marino e costiero e l'identificazione di nuove zone allocate per l'acquacoltura. Per questi motivi anche le aree presenti e future per lo sviluppo di impianti di acquacoltura devono prevedere</p>

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
							la totale assenza di fonti anche potenziali di impatto che pregiudicherebbero la salubrità del prodotto allevato.
22	Aree marine con Depositi di sabbie marine relitte (sono generalmente ubicati lungo la piattaforma continentale tra 30 e 130 m di profondità)	Dati nelle disponibilità delle Regioni (che le hanno prese in carico per la propria pianificazione) - si rimanda alle successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS per l'individuazione e delle stesse		SI, per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione	SI - 3 MN (vedere pag. 95 del parere di scoping)		I depositi di sabbie marine relitte (riferibili a paleospiege), presenti al largo della piattaforma continentale, rispondono alla necessità di approvvigionamento di materiale da destinare al ripascimento al fine di contrastare i fenomeni erosivi lungo le coste italiane. L'impiego di sabbie relitte da destinare al ripascimento dei litorali, rispetto allo sfruttamento di materiale emerso, comporta infatti alcuni vantaggi come: disponibilità di elevate quantità di sedimenti (milioni di m <sup>3</sup> ), composizione potenzialmente molto simile alla sabbia dei nostri litorali, limitati effetti sull'ambiente e, per ripascimenti che implicano grandi volumi di materiali, costi contenuti.
23	Aree per il potenziamento della silvicoltura (presenti	si rimanda ai provvedimenti attuali di		SI	ove previsti	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi	al fine di potenziare la silvicoltura, utile allo sviluppo di infrastrutture verdi e promuovere il sequestro

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
	o previste da atti)	autorizzazione /approvazione - si rimanda alle successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS per l'individuazione e delle stesse				valutative sito-specifiche	dell'anidride carbonica, le aree interessate da queste coltivazioni, unitamente a eventuali buffer, vengano ritenute non idonee alla coltivazione di idrocarburi
24	aree che vedono la presenza di relitti anche di interesse archeologico o con carichi potenzialmente tossici o pericolosi	SI		SI	SI - 3 MN (vedere pag. 95 del parere di scoping)		tali aree possono determinare interferenze, impatti diretti e cumulativi con altre attività)
25	Insedimenti e attività umane	SI		Per insediamenti ad alto tasso di urbanizzazione	ove previsto	Per gli altri insediamenti	Al fine di evitare potenziali e ulteriori effetti cumulativi in aree ad alto tasso di urbanizzazione si ritiene percorribile l'esclusione di tali aree alle attività upstream
26	Impianti a rischio di incidente rilevante ex D.lgs. 2015 n105	non disponibile		SI	come previsto dalla normativa Seveso		Tra le aree non idonee si ritiene di considerare anche le aree di rischio derivate dalla presenza di aziende a rischio di incidente rilevante ove, per normativa, sono previste limitazione all'edificazione e all'utilizzo, anche al fine di evitare

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
							potenziali e ulteriori effetti cumulativi .
27	Aree di cui al D.lgs. 152/2006, art. 76: Siti di riferimento per i corpi idrici superficiali	SI		SI	ove previsto	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	I siti di riferimento sono individuati, per ciascuna tipologia fluviale, al fine di stabilire lo stato ecologico e la conseguente classificazione. I siti, collocati in corpi idrici caratterizzati da condizioni di pregio ecologico e lieve alterazione antropica, consentono di definire condizioni chimico-fisiche, idromorfologiche e biologiche corrispondenti allo stato elevato così da poter procedere alla classificazione dei corpi idrici della stessa tipologia tramite valutazione del loro scostamento da questa situazione pressoché indisturbata, considerata quindi di riferimento.
28	Aree vincolate ai sensi del Codice dei beni culturali e del paesaggio (art. 136 e 142 del D.lgs. 42/2004) (tra cui sono ricompresi gli insediamenti urbani storici di minor valore di cui all'art. 136 lett. C del d.lgs.	SI Per i dati relativi a insediamenti urbani storici di minor valore disponibili presso le Regioni si rimanda alle successive fasi		SI, per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione	ove previsto	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Lo Stato e le Regioni assicurano che tutto il territorio nazionale sia adeguatamente conosciuto, salvaguardato, pianificato e gestito al fine di un uso consapevole del territorio e di salvaguardia delle caratteristiche paesaggistiche e di realizzazione di nuovi valori paesaggistici integrati e coerenti. A tale fine le Regioni sottopongono a specifica normativa d'uso il territorio



## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
	42/2004)	nel corso dell'attuale processo di VAS per l'individuazione e delle stesse.					<p>mediante Piani paesaggistici, di cui all'art. 143, attraverso la definizione di indirizzi e criteri riguardanti l'attività di pianificazione territoriale, nonché la gestione dei conseguenti interventi, al fine di assicurare la conservazione, il recupero e la valorizzazione degli aspetti e caratteri del paesaggio. Nel rispetto delle esigenze della tutela, i detti indirizzi e criteri considerano anche finalità di sviluppo territoriale sostenibile.</p> <p>Per quanto attiene a immobili e aree di notevole interesse pubblico (art. 136) i Piani paesaggistici prevedono una schedatura che detta indirizzi, direttive e prescrizioni d'uso nonché eventuali misure di salvaguardia ed utilizzazione.</p> <p>Con riferimento alle aree tutelate per legge (art.142), i Piani paesaggistici, attraverso le loro Norme di attuazione, oltre che dettare indirizzi, direttive e precise prescrizioni d'uso possono distinguere fra interventi non ammissibili, ammissibili previa autorizzazione paesaggistica e</p>

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
							ammessi senza previa autorizzazione paesaggistica.
29	Aree di distribuzione di ulteriori habitat e specie di interesse conservazionistico ai sensi della Convenzione di Barcellona e Politica Comune della Pesca	Si poiché ricompresi in altre categorie (es. aree marine protette, siti Natura 2000...)		Si, per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione	ove previsto	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	La Convenzione di Barcellona richiede la protezione di specie ed habitat riportati negli annessi II e III del Protocollo ASPIM. Alcune di queste specie, come tutti i cetacei e la tartaruga Caretta caretta, sono specie che presentano ampia distribuzione pelagica anche in ambiti spaziali siti oltre le 12 M dalla costa (ambito spaziale "protetto" dal D.L. 22/06/2012 n.83)
30	Geositi - Emergenze oromorfologiche/ geomorfologiche	Dati disponibili come servizio WMS per quelli censiti a livello nazionale (Inventario Nazionale dei Geositi) e regionale - si rimanda alle successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS per		SI			sia a terra che a mare e in aree costiere. Un geosito è un bene naturale non rinnovabile. Secondo la definizione comunemente accettata "un geosito può essere definito come località area o territorio in cui è possibile individuare un interesse geologico o geomorfologico per la conservazione (W.A. Wimbledon, 1996)". Si tratta in genere di architetture naturali, o singolarità del paesaggio, che testimoniano i processi che hanno formato e modellato il nostro pianeta. Forniscono un contributo indispensabile alla comprensione

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
		l'individuazione e delle stesse					della storia geologica di una regione e rappresentano valenze di eccezionale importanza per gli aspetti paesaggistici e di richiamo culturale, didattico - ricreativo
31	aree interessate da fenomeni di fagliazione superficiale - le Faglie attive e capaci	Dati cartografati e disponibili come servizi WMS, considerando per il loro utilizzo la scala di acquisizione del dato		nelle zone in cui sono presenti faglie superficiali è esclusa ogni forma di sovrappressione (ad esempio nella fase di reiniezione dell'acqua di strato)		Tutte le restanti zone (con la relativa Zona di rispetto specifica) sono da attenzionare	Nelle zone in cui sono presenti faglie potenzialmente attive, e faglie attive e capaci, si esclude ogni forma di sovrappressione nei livelli che vadano a interferire, o vicini, con le suddette faglie (in caso di lineamenti dettagliatamente localizzati e definiti spazialmente). Si ritiene inoltre di escludere qualsiasi tipo di operazione di perforazione o realizzazioni di centrali di trattamento in corrispondenza di faglie attive con evidenza superficiale, e quindi facilmente identificabili. In questo caso il vincolo di esclusione riguarda le attività da condurre nei titoli concessori. Nel caso di faglie attive e/o capaci a ridosso di giacimenti attualmente in produzione si applicheranno gli ILG istituiti dal MISE e in fase di aggiornamento, laddove non fossero già in corso.

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
32	Aree ricadenti all'interno di Bacini idro-minerari, nella Rete Ecologica Regionale e nelle aree interessate da coltivazioni specifiche agricole di pregio certificate (D.O.C., D.O.C.G., D.O.P, I.G.T., I.G.P.).	Dati disponibili in alcune Regioni; si rimanda alle successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS per l'individuazione e delle stesse	Aree nei Bacini idro-minerari	aree interessate da coltivazioni agricole di pregio certificate di cui al Piano Regionale di Sviluppo Rurale approvato in attuazione del Regolamento CE n. 1698/05	non applicabile a priori	rete ecologica regionale e relative Zone di rispetto specifiche, da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Le Aree ricadenti all'interno di Bacini idro-minerari individuati e disciplinati con leggi regionali saranno da preservare al fine di assicurare la protezione delle sorgenti di acque minerali e termali. Altresì si ritiene di privilegiare per esigenze di protezione e valorizzazione della produzione agricola imposte dalla normativa comunitaria, le aree agricole destinate alle coltivazioni e alle produzioni vitivinicole, olivicole, frutticole di pregio, di origine controllata garantita, di origine controllata, di indicazione geografica tipica, di origine protetta, di indicazione geografica protetta di cui al Piano Regionale di Sviluppo Rurale approvato in attuazione del Regolamento CE n. 1698/05. Per i sistemi di rete ecologica riconosciuti a livello regionale (RER), provinciale (REP) e a carattere sovracomunale saranno da verificare gli impatti sulla biodiversità, valutando gli impatti sulla Rete Ecologica (a scala

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
							regionale e/o provinciale), data la rilevanza come sistema interconnesso di habitat.
33	corpi idrici intesi a scopo ricreativo, comprese le aree designate come acque di balneazione a norma della Direttiva 76/160/CEE	si rimanda alle successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS per l'individuazione e delle stesse				SI	aree protette del registro aree protette D.lgs. 152/06 Allegato 9 alla parte Terza
34	Aree marine di particolare pregio: Canale di Sicilia - area dello Stretto di Sicilia, - area del Mediterraneo centrale, -le "Important Marine Mammal Areas IMMAs" (OIUCB)	no - Dati di perimetrazione ufficiale non disponibili				SI	Il Canale di Sicilia rappresenta un ampio tratto di mare di grande interesse per la pesca e per la conservazione degli habitat, delle specie protette e del capitale naturale del Paese, nel quale insistono aree marine a vario titolo protette, già istituite o oggetto di istruttoria ai fini dell'eventuale istituzione. In particolare, in questo tratto di mare insistono numerosi "banchi", ovvero bassifondi che partendo dalla piattaforma o dalla scarpata continentale si spingono a pochi metri dalla superficie. Tali strutture,

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
							geologicamente eterogenee, caratterizzate anche dalla presenza di complessi vulcanici, costituiscono un ecosistema di grande rilevanza ecologica per la presenza di numerosi habitat e specie marine protette, quali ad esempio il corallo rosso. Tra le aree marine di particolare pregio, sono da includere anche le "Important Marine Mammal Areas IMMAs" (OIUCB), "porzioni discrete di habitat, importanti per le specie di mammiferi marini ..."
35	aree caratterizzate da una sismicità elevata secondo la mappa di pericolosità sismica a scala nazionale	disponibile come servizio WMS INGV/DPC				Si. Ove previsto considerare anche lo strumento degli ILG del MiSE del 2014 (in corso di aggiornamento)	Le attività ricadenti in aree con sismicità elevata e molto elevata (secondo le mappe di pericolosità sismica nazionale) saranno attenzionate prevedendo misure di monitoraggio secondo gli ILG istituiti dal MiSE (in fase di aggiornamento) mirato ad acquisire un campo di dati sufficiente in merito alle relazioni con le attività petrolifere
36	Aree di cui al D.lgs. 152/2006, art. 76: Stato chimico ed ecologico dei corpi	SI				SI	Tra gli obiettivi ambientali previsti dalla Direttiva per tutte le acque superficiali vi è il raggiungimento del "buono stato ecologico" e del

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
	idrici superficiali e sotterranei						“buono stato chimico” entro il 2015. Per la valutazione dello Stato chimico si applicano, per le sostanze dell’elenco di priorità, gli Standard di Qualità Ambientale. Tali standard rappresentano, pertanto, le concentrazioni che non devono essere superate ai fini della classificazione del buono stato chimico. Lo Stato ecologico è un indice che descrive la qualità della struttura e del funzionamento degli ecosistemi acquatici. Si basa sulla valutazione dello stato di qualità di quattro Elementi di Qualità Biologica (EQB) selezionati in base all’analisi delle pressioni. Allo scopo di permettere una maggiore comprensione dello stato di qualità concorrono alla valutazione dello stato anche i seguenti elementi a sostegno: gli elementi chimico-fisici, gli inquinanti specifici non compresi nell’elenco di priorità e gli elementi idromorfologici.
37	Altre aree di interesse conservazionistico: Reti ecologiche	No, dati non disponibili o informazione da definire. Si			Non applicabile a priori	Si, con Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-	Aree al cui interno sono stati individuati valori di naturalità meritevoli di tutela nell’ambito di attività di pianificazione regionale

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
	regionali; aree individuate per iniziative nazionali nell'ambito dell'attuazione della Strategia Nazionale per la Biodiversità; Piani di gestione nazionali per la Fauna; progetto Important Plant Areas – IPA, IBA Important Bird Areas – IBA; Aree di Rilevanza Erpetologica Nazionale (AREN); Aree di Interesse per la Fauna (IFA)	rimanda alle successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS per l'individuazione e delle stesse				specifiche	(Reti ecologiche regionali) o per iniziative nazionali nell'ambito dell'attuazione della Strategia Nazionale per la Biodiversità Piani di gestione nazionali per la Fauna, progetto Important Plant Areas – IPA, IBA – Important Bird Areas, ecc). Le Aree di Rilevanza Erpetologica Nazionale (A.R.E.N) ospitano specie o popolazione autoctone di anfibi e rettili (fauna erpetologica) con una distribuzione relativamente omogenea all'interno del suo territorio. Le IFA rappresentano le aree prioritarie per la tutela della fauna a invertebrati e vertebrati minori del nostro paese (invertebrati, pesci, anfibi, rettili e micromammiferi, chiroterteri inclusi).
38	Aree terrestri di distribuzione di specie e habitat inclusi in Liste Rosse (IUCN, Red List of European Habitats, ecc)	no, dati non cartografati				SI	Entità o ambienti di rilevante interesse conservazionistico (ad. Es. Key Biodiversity Areas individuate dall'IUCN) sottoposte all'attenzione della comunità scientifica internazionale per la loro rarefazione o vulnerabilità, di cui tener conto in ambito pianificatorio al fine di non degradarne lo stato di



## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
							conservazione, anche ai sensi della Convenzione di Berna e della Diversità Biologica (CBD).
39	Aree terrestri di distribuzione di specie e habitat di interesse comunitario, fuori dalla Rete Natura 2000	è disponibile dato su griglia 10 km x 10 km, come da reporting direttiva Habitat				SI	Mentre all'interno della Rete Natura2000 ogni piano o progetto è sottoposto a specifica azione di valutazione per gli eventuali impatti su specie o habitat di interesse Comunitario, fuori dalla Rete va comunque garantita la stabilità delle popolazioni di tali specie e le superfici di tali habitat, numeri che vanno rendicontati nell'ambito dell'attuazione della Direttiva Habitat secondo l'art 17 della Direttiva stessa, che prevede la rendicontazione sullo stato di conservazione di specie e habitat di interesse Comunitario dentro e fuori dalla Rete Natura 2000. <a href="http://cdr.eionet.europa.eu/it/eu/art17/">http://cdr.eionet.europa.eu/it/eu/art17/</a>
40	Aree terrestri e marine di distribuzione di specie di cui alla Direttiva Uccelli	è disponibile dato su griglia 10 km x 10 km, come da reporting direttiva Uccelli				SI	Per la terraferma: mantenimento e conservazione di habitat importante per le esigenze ecologiche di tutte le specie di uccelli, anche fuori le ZPS (art. 1 e 3 DU). La rendicontazione sullo stato di conservazione delle specie tutelate dalla DU viene

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
							effettuata in base all'art. 12 su tutto il territorio nazionale. Per il Mare: aree protette nel quadro di quanto previsto dall'applicazione della Direttiva europea Uccelli. La prima Direttiva comunitaria in materia di conservazione della natura è stata proprio la Direttiva 79/409/CEE "Uccelli" concernente la conservazione degli uccelli selvatici, che rimane in vigore e si integra all'interno delle disposizioni della Direttiva Habitat. La Direttiva chiede agli Stati membri di adottare un regime generale di protezione delle specie, che includa una serie di divieti relativi a specifiche attività di minaccia diretta o disturbo.
41	Aree marine di distribuzione di specie e habitat protetti di cui alla Direttiva Habitat	è disponibile dato su griglia 10 km x 10 km, come da reporting direttiva habitat				SI	La Direttiva Habitat ha lo scopo di contribuire a salvaguardare la biodiversità mediante la conservazione degli habitat naturali. L'obiettivo è quello di garantire il mantenimento e, ove necessario, il ripristino, di uno stato di conservazione soddisfacente dei tipi di habitat naturali e degli habitat delle specie di interesse. Alcune di queste specie, come il

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI
							tursiope <i>Tursiops truncatus</i> e tutte le specie di cetacei e la tartaruga <i>Caretta caretta</i> , sono specie che presentano ampia distribuzione pelagica anche in ambiti spaziali siti oltre le 12 M dalla costa (ambito spaziale "protetto" dal D.L. 22/06/2012 n.83).
42	aree marine sensibili a causa di particolari caratteristiche oceanografiche, tratti di mare interessati da un intenso traffico navale in entrata e in uscita da porti pescherecci e commerciali e le aree marine con particolare intensità dello sforzo di pesca	parzialmente				SI	Saranno da verificare nelle valutazioni di approfondimento gli impatti cumulativi esercitati dalle attività portuali nei porti principali, incluse le attività di pesca, considerando i traffici di navigazione attuali e futuri previsti dal Piano dei Porti e dalle attività portuali
43	Aree agricole a alto valore naturale (AVN)	Dati presenti in alcuni contesti regionali				SI	Aree sensibili per la conservazione di una particolare biodiversità strettamente connessa alla presenza di un habitat agricolo

In considerazione di quanto rappresentato nel documento di Piano, si rileva che l'**elaborazione stessa del PiTESAI determina l'individuazione di due livelli di analisi differenti delle aree idonee per la valorizzazione della sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle attività di ricerca o coltivazione ancora da avviare e di quelle già in essere**, chiamate per mere finalità esplicative rispettivamente c.d. situazione "ante operam" e c.d. situazione "post operam", come di seguito spiegato.

Precisamente, si avranno le seguenti due tipologie di aree idonee alle attività in specie (e di converso non idonee o non compatibili con il Piano):

- 1) **aree potenzialmente idonee per la presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca (c.d. 'aree idonee nella situazione ante operam');**
- 2) **aree idonee alla prosecuzione:**
  - a. **dei procedimenti di conferimento per le istanze:**
    - i. **dei permessi di prospezione o dei permessi di ricerca già presentate<sup>9</sup>,**
    - ii. **delle concessioni di coltivazione di idrocarburi già presentate<sup>9</sup> ed attualmente in corso d'istruttoria.**
  - b. **delle attività di ricerca o di coltivazione già in essere:**
    - i. **nei permessi di ricerca vigenti (o in fase di proroga),**
    - ii. **e nelle concessioni di coltivazione vigenti (o in fase di proroga).**

L'attività tipica di **pianificazione vera e propria di cui al punto 1, tramite l'applicazione dei criteri ambientali individuati nella Tabella 1.3-1**, è volta a definire le aree - già aperte alle ricerche ma oggi prive di titoli minerari - dove, dopo il PiTESAI, potrebbero essere presentate nuove istanze per lo svolgimento potenziale delle attività di prospezione e ricerca - **c.d. 'aree idonee nella situazione ante operam'**. In tali aree non insiste alcun tipo di attività di ricerca e di coltivazione di idrocarburi, né sono presenti infrastrutture, e per tale motivo il criterio ambientale costituisce il criterio prevalente per la valutazione della loro potenziale attuazione.

L'attività di valutazione di cui al punto 2, tramite l'analisi integrata dei criteri ambientali e socio-economici, determinerà invece le **aree che saranno indicate idonee alla prosecuzione dei procedimenti amministrativi e di quelle, già oggi occupate da titoli minerari, che saranno dichiarate compatibili alla prosecuzione delle attività di ricerca o di coltivazione che sono già in essere (c.d. 'aree idonee nella situazione post operam')**, la cui individuazione relativa ai punti 2.a e 2.b. predetti, discende dalle impostazioni decisionali che sono illustrate di seguito nel presente Piano.

Detta **seconda analisi è volta a determinare la compatibilità delle attività di cui all'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19 intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle attività di ricerca o di coltivazione già in essere, dei titoli minerari esistenti e delle istanze già presentate alla data di entrata in vigore della L. n. 12/19.**

I criteri socio-economici individuati per l'elaborazione del Piano saranno definiti:

---

<sup>9</sup> alla data del 13/02/2021 di entrata in vigore dell'art. 11-ter della L. 12/19.

- ✓ da un lato in considerazione dell'obiettivo del PNIEC di prevedere ancora un importante utilizzo del gas per la transizione energetica verso la decarbonizzazione al 2050, tenendo altresì presente che nella Comunicazione della Commissione n. C(2021) 1054 del 12/02/2021 *“Orientamenti tecnici sull'applicazione del principio “non arrecare un danno significativo” a norma del regolamento sul dispositivo per la ripresa e la resilienza”* si asserisce che *“le misure di produzione di energia elettrica e/o di calore a partire da combustibili fossili, e le relative infrastrutture di trasmissione/trasporto e distribuzione, in generale non si dovrebbero considerare conformi al principio DNSH ai fini dell'RRF, data l'esistenza di alternative a basse emissioni di carbonio. Dal punto di vista della mitigazione dei cambiamenti climatici, è possibile fare, caso per caso, eccezioni limitate a questa norma generale per le misure di produzione di energia elettrica e/o di calore a partire dal gas naturale e alle relative infrastrutture di trasmissione/trasporto e distribuzione. Questo è in particolare importante per gli Stati membri che si trovano di fronte a considerevoli sfide nell'abbandono delle fonti energetiche a maggiore intensità di carbonio, quali carbone, lignite o petrolio, e dove una misura o una combinazione di misure può quindi comportare una riduzione particolarmente grande e rapida delle emissioni di gas a effetto serra. Onde evitare effetti di dipendenza («lock-in») ad alta intensità di carbonio e per essere in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione dell'UE per il 2030 e il 2050, tali eccezioni dovranno conformarsi a varie condizioni di cui all'allegato III. Gli Stati membri dovranno inoltre dimostrare la conformità al principio DNSH di tali misure per gli altri cinque obiettivi ambientali”*; anche negli scenari di ulteriore decarbonizzazione verso la neutralità climatica al 2050 il gas sarà ancora utilizzato per consentire il phase out dalla generazione elettrica da carbone e per fornire al sistema elettrico i livelli di adeguatezza e flessibilità crescenti richiesti proprio dalla sempre crescente quota di rinnovabili variabili nel mix di generazione elettrica; occorre inoltre considerare che le politiche di decarbonizzazione devono essere rivolte alla riduzione delle emissioni derivanti dalla produzione e consumo di energia, e quindi, nel caso degli idrocarburi liquidi e gassosi, alla riduzione del loro consumo primario, piuttosto che alla riduzione della loro produzione sul territorio nazionale, essendo evidente che gli idrocarburi non prodotti in Italia verrebbero, a consumo costante, importati dall'estero, addirittura con un impatto di emissioni maggiori dovuto al loro trasporto via mare o via gasdotto e al fatto che la loro produzione avverrebbe in stati spesso con minori vincoli ambientali nella fase di produzione degli stessi.
- ✓ dall'altro dell'indirizzo generale che si pone il PiTESAI di valorizzare le concessioni in stato di produttività, rispetto a quelle che invece versano in situazioni di cronica improduttività, agendo tempestivamente sulle concessioni che non hanno mai prodotto per un periodo molto ampio e sulle concessioni diventate improduttive di fatto (per un periodo maggiore di 5- 7 anni). Si ritiene pertanto, in virtù del “diritto-dovere” del concessionario di produrre, di indurre tale percorso tramite la previsione di un preciso criterio socio-economico relativo alla descritta valorizzazione delle concessioni in stato di produttività, rispetto a quelle che invece versano in situazioni di cronica improduttività. (vedi par. 2.2.5 per ulteriori dettagli);
- ✓ considerando altresì applicabile la metodologia di analisi Costi-Benefici per il settore onshore che consente di valutare la convenienza che un titolo vigente, una volta giunto a scadenza, venga rinnovato oppure che ne venga dichiarata conclusa l'attività estrattiva onde procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale. La spiegazione del funzionamento di tale metodologia è riportato al paragrafo seguente 1.3.2. a cui si rimanda.

Gli elementi che saranno pertanto presi in considerazione per l'applicazione del criterio socio economico riguarderanno a titolo esemplificativo:

- l'esistenza di potenziale minerario di gas accertato (quantitativo di riserva), nel caso delle istanze di concessioni già presentate ( casistica 2.a.ii) attraverso l'individuazione di un quantitativo di riserva certa

superiore ad una soglia di 150 MSmc ritenuta orientativamente, dal punto di vista economico, di pubblico interesse, per la prosecuzione dell'iter istruttorio finalizzato allo sviluppo del giacimento. Tale criterio è in linea con l'obiettivo del PNIEC;

- la produttività o meno delle attività minerarie già in essere (casistica 2.b.ii) con riferimento a soglie temporali di improduttività, definite in funzione anche delle risultanze dell'applicazione del criterio ambientale (ragionevolmente per un periodo maggiore di 5- 7 anni);
- la metodologia di analisi Costi-Benefici quale strumento di supporto alle decisioni, al fine di individuare le concessioni vigenti in terraferma che a scadenza del titolo minerario converrebbe prorogare in virtù del loro impatto ambientale e socio-economico sul territorio, oppure dichiarare conclusa l'attività estrattiva e procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale dei luoghi.

### **1.3.2. Ulteriori criteri ambientali e socio-economici**

Per approfondire ed aggiornare nel tempo la definizione dei criteri ambientali e socio-economici, nella stesura del Piano è stato tenuto conto di raccogliere ed analizzare gli esiti di attività di studio e ricerca volte alla valutazione delle implicazioni ambientali e socio-economiche dell'eventuale dismissione anticipata di impianti e concessioni a terra.

Al riguardo, per le finalità del presente Piano verranno presi in considerazione gli esiti dei lavori di studio e ricerca svolti dalla società Ricerca sul Sistema Energetico R.S.E. S.p.A, nell'ambito sia del precedente accordo stipulato con il Ministero dello Sviluppo Economico e successivamente rinnovato dal MiTE in data 01/04/2021 (registrato all'UCB ai sensi del D.lgs. n. 123 del 30/06/2011 al n. 174 in data 12/04/2021) (riferimento Appendice A).

Lo studio che viene preso a riferimento nel Piano, riguarda la predisposizione di un approccio metodologico basato sull'analisi costi-benefici (CBA), quale strumento di supporto alle decisioni, al fine di individuare le concessioni che a scadenza del titolo minerario converrebbe prorogare in virtù del loro impatto ambientale e socio-economico sul territorio, oppure dichiarare conclusa l'attività estrattiva e procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale dei luoghi.

Gli impatti negativi considerati dalla metodologia sono quelli dovuti all'eventuale mancata estrazione di idrocarburi, mentre per gli impatti positivi si valutano quelli generati dall'esecuzione delle attività di decommissioning, dalla mancata emissione in atmosfera di sostanze inquinanti, dal ripristino dei servizi ecosistemici e dalla variazione del valore del paesaggio. Gli impatti vengono valorizzati in euro ed attualizzati.

La metodologia di analisi Costi-Benefici per il settore onshore consente di valutare la convenienza che un titolo vigente, una volta giunto a scadenza, venga prorogato oppure che ne venga dichiarata conclusa l'attività estrattiva onde procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale. L'approccio adottato, basato sull'analisi CBA, sviluppa una metodologia applicabile a tutte le Regioni italiane interessate dall'attività estrattiva di idrocarburi; a questo scopo, viene prevista l'individuazione di 3 moltiplicatori d'impatto a scala regionale, necessari per poter valutare l'effetto delle attività di decommissioning e della mancata produzione sul Valore Aggiunto regionale e nazionale.

La metodologia consentirà altresì di stimare l'impatto economico di una ipotetica nuova attività di produzione fotovoltaica a sostituzione dell'attuale attività di coltivazione mineraria.

In particolare, la CBA quantifica il surplus (i benefici al netto dei costi) per l'intera collettività, ivi inclusa la valutazione delle esternalità ambientali (correzione per i costi e benefici ambientali). Il mancato rinnovo di un titolo minerario comporta degli **svantaggi** (costi) e dei **vantaggi** (benefici) per la collettività. I costi

includono le perdite per l'economia dovute al venir meno della produzione nazionale di un certo quantitativo di idrocarburi e alla mancata realizzazione delle misure compensative definite negli eventuali accordi tra enti regionali ed operatori. I benefici considerati riguardano:

- operazioni di dismissione degli impianti e di ripristino dei luoghi (avvio di nuove attività economiche);
- riattivazione dei servizi ecosistemici danneggiati o soppressi dalle attività estrattive (quali ad esempio l'approvvigionamento di materia prima agricola o la ricreazione naturalistica);
- variazione del valore paesaggistico di un territorio a seguito dello smantellamento degli impianti oil&gas;
- esternalità evitate della mancata emissione di inquinanti in atmosfera associate alle attività di estrazione e trattamento degli idrocarburi
- eventuale nuova destinazione dell'area occupata ad altra attività produttiva quale ad esempio generazione di energia elettrica da parco fotovoltaico.

Le voci di costo e di beneficio sopra elencate vengono quantificate in euro atualizzati all'anno corrente dell'analisi. Gli impatti economici generati del mancato rinnovo di un titolo minerario sono quantificati come perdita di Valore Aggiunto nazionale. L'elemento considerato dalla CBA non è quindi il mancato ricavo della vendita di idrocarburo non estratto, ma l'impatto economico che la mancata attività di produzione di idrocarburi nelle Regioni di estrazione ha sull'economia italiana nel suo complesso.

Si evidenzia altresì che l'attuale CBA è stata impostata per valutare la convenienza sociale a chiudere delle attività estrattive; sono stati considerati quindi gli aspetti ambientali e le opportunità economiche associate alle attività di smantellamento e quelle che si potrebbero generare promuovendo la produzione di energia rinnovabile quale il fotovoltaico. E' stata considerata la tecnologia del fotovoltaico per tener conto del concetto di transizione energetica e perché quella con maggiore diffusione della risorsa sul territorio italiano, e del resto lo sviluppo di scenari alternativi all'oil&gas trascende dal mandato del Piano.

La valutazione di scenari alternativi di sviluppo economico del territorio, che potrebbero anche discostarsi dal settore energetico, è infatti un obiettivo molto più ampio rispetto a quello perseguito per mandato di legge dal PITESA; infatti detta valutazione, richiederebbe di metter in campo attività valutative più complesse e dettagliate. Volendo delineare un percorso metodologico, in prima analisi andrebbero individuate le principali vocazioni economiche del territorio, quindi occorrerebbe individuare quali investimenti sia opportuno fare in questi settori e quali sono effettuabili in prossimità delle aree dismesse. Successivamente andrebbero quantificati tali investimenti e quindi valutato il loro effetto in termini di impatto ambientale e socioeconomico.

Nell'Appendice A è altresì esplorata la possibilità di valutare l'impatto socio-economico a livello regionale dovuto all'eventuale mancata proroga delle concessioni per l'estrazione onshore di petrolio e gas, utilizzando il modello Input-Output regionale allargato ad alcune parti della SAM (Social Accounting Matrix), una matrice di contabilità economica utilizzata per valutare soprattutto gli effetti distributivi (fra soggetti istituzionali o all'interno di specifici aggregati, come le amministrazioni pubbliche, le famiglie o i lavoratori dipendenti).

E' inoltre mostrata la possibilità di applicare la metodologia dell'analisi a molti criteri (MCA, Multi Criteria Analysis), quale ulteriore strumento di supporto alle decisioni finalizzato all'individuazione delle concessioni che a scadenza del titolo minerario converrebbe prorogare in virtù del loro impatto sulla componente ambientale, sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sugli aspetti di carattere socio-economico.

Per quanto riguarda una prima valutazione degli impatti ambientali e territoriali del decommissioning, al fine di valutare i benefici del ripristino ambientale dei siti di estrazione, si evidenzia che possono essere presi in considerazione gli esiti delle attività di valutazione condotte da R.S.E. relativamente agli effetti sui servizi eco-sistemici a seguito del ripristino ambientale dei luoghi interessati dall'attività estrattiva (riattivazione dei servizi ecosistemici danneggiati o soppressi dalle attività estrattive), alla variazione del valore paesaggistico generata dalla dismissione delle centrali e delle aree pozzo e ai quantitativi delle emissioni evitate di inquinanti in atmosfera.

Per l'analisi dei costi/benefici delle diverse opzioni di dismissione degli impianti a mare si rileva la disponibilità, quale possibile riferimento, dello studio condotto da R.S.E. denominato *"Safe and Sustainable decommissioning"*, che ha individuato nell'analisi MCA uno strumento importante a supporto delle decisioni per l'analisi dei costi/benefici delle diverse opzioni di dismissione selezionando tra i diversi criteri da considerare, attraverso un'analisi caso per caso quelli ambientali, economici, sociali tecnici e di sicurezza (cfr. Grandi et al., 2017).

Inoltre, in considerazione della previsione normativa di cui al comma 2 dell'art. 11-ter della L. n. 12/19, secondo la quale nel PiTESAI devono altresì essere indicati tempi e modi di dismissione e rimessa in pristino dei luoghi da parte delle relative installazioni che abbiano cessato la loro attività, il presente Piano valuta l'introduzione di specifici interventi volti ad accelerare il processo della dismissione delle piattaforme marine a fine vita utile, ed in generale di tutti gli impianti minerari (in ambito idrocarburi) onshore ed offshore che si trovano in tale situazione, anche nella logica di ragionevole strumento capace di introdurre un nuovo impulso all'economia locale mediante l'apertura nel medio periodo di nuovi cantieri, con la creazione di nuovi posti di lavoro, sia per la dismissione delle strutture minerarie a fine vita che per la valorizzazione delle stesse in chiave non estrattiva. Al riguardo, il Piano presenta gli strumenti che si intendono utilizzare per detta finalità, tra cui quello del già preannunciato intervento di aggiornamento e semplificazione delle Linee Guida per la dismissione delle infrastrutture di coltivazione in mare di cui al DM 15 febbraio 2019, onde accelerare tale processo.

Infine, nel Piano sono forniti elementi informativi utili riguardo alla valorizzazione delle strutture minerarie in chiave non estrattiva, considerando gli studi e le informazioni disponibili in materia di possibile riutilizzo delle piattaforme dismesse dalle attività di upstream petrolifero, quali ad esempio lo Studio per l'Ottimizzazione energetica degli impianti offshore realizzato su iniziativa della ex DGS-UNMIG del MiSE nell'ambito del progetto per il *"Monitoraggio e innovazione tecnologica"* e lo studio effettuato dalla Start-up SEALINE che ha portato all'ideazione di un hub di ricerca per la sperimentazione di un sistema integrato di produzione di energia basato sul riutilizzo di una piattaforma offshore in dismissione nel mar Adriatico. Per ulteriori approfondimenti sugli studi citati si rimanda all'appendice A.

## **2. ELEMENTI CONOSCITIVI A SUPPORTO DELLE SCELTE**

Il presente capitolo tratta alcuni elementi che sono di supporto alle attività di analisi e valutazione ambientale che saranno oggetto del Rapporto Ambientale:

- la descrizione delle tipologie di attività correlate alla estrazione di idrocarburi,
- la descrizione dei possibili impatti ambientali di tali attività,
- un inquadramento dello stato attuale delle istanze e dei titoli minerari,



- una ricognizione e prima analisi dei provvedimenti VIA di competenza statale relativi ai progetti connessi alle attività di estrazione

## 2.1. Le attività di prospezione, ricerca, coltivazione di idrocarburi e dismissione delle infrastrutture minerarie: caratteristiche e modalità operative

Le attività di esplorazione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, disciplinate dalla Legge 11 gennaio 1957, n. 6 e successive modifiche ed integrazioni, prevedono tre tipologie di titoli minerari che rispecchiano le principali tradizionali fasi del settore upstream: l'analisi e la ricerca iniziale (esplorazione) e il ciclo di vita di appraisal, sviluppo e coltivazione del giacimento (Figura 2.1-1).

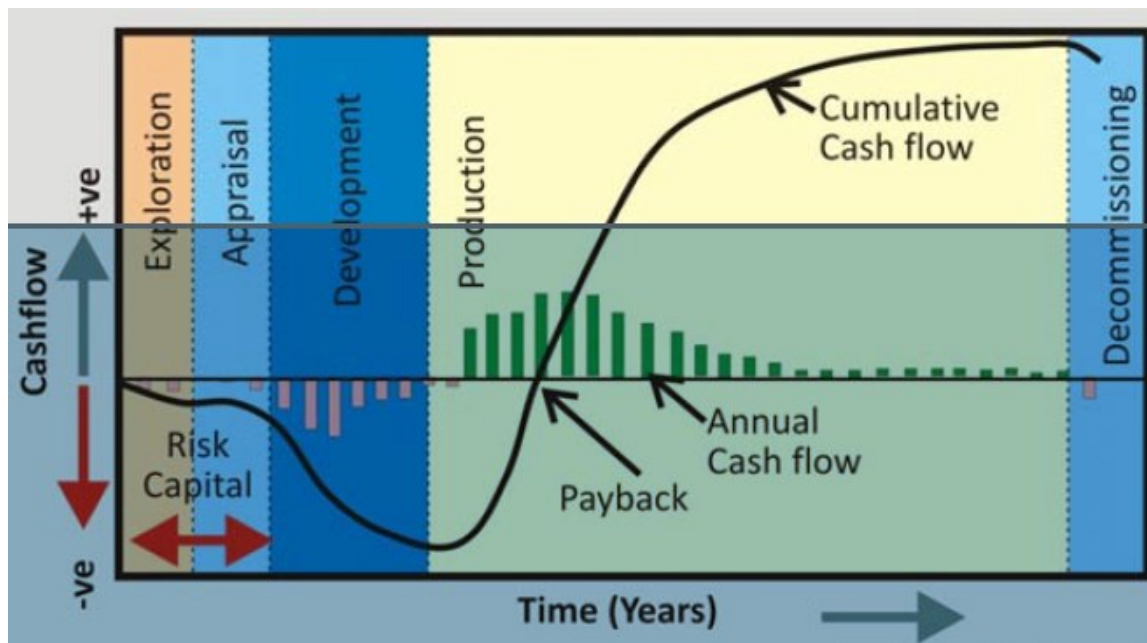


Figura 2.1-1: Schema del ciclo di vita di un progetto medio-grande nel settore upstream

In particolare, l'attività mineraria in base alla normativa italiana si attua nelle seguenti fasi/tipi di titoli minerari:

- **Prospezione mineraria:** consiste in rilievi geografici, geologici, geochimici e geofisici eseguiti con qualunque metodo e mezzo, escluse le perforazioni meccaniche di ogni specie, ad eccezione dei sondaggi geotecnici e geognostici, intese ad accertare la natura del sottosuolo e del sottofondo marino, cui corrisponde il titolo non esclusivo denominato "Permesso di prospezione";
- **Ricerca mineraria:** consiste nelle operazioni finalizzate all'accertamento dell'esistenza di idrocarburi liquidi e gassosi, comprendenti le attività di indagini geologiche, geotecniche, geognostiche, geochimiche e geofisiche, eseguite con qualunque metodo e mezzo, nonché le attività di perforazione meccanica, previa acquisizione dell'autorizzazione, cui corrisponde il titolo esclusivo denominato "Permesso di ricerca";
- **Concessione di coltivazione mineraria:** consiste nelle operazioni necessarie per la produzione e il relativo primo trattamento degli idrocarburi liquidi e gassosi estratti per consentirne il trasporto verso il luogo di trattamento, cui corrisponde il titolo esclusivo denominato "Concessione di coltivazione".

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

Nelle seguenti pagine sono sintetizzati gli elementi principali di queste attività (*upstream*) volti ad evidenziare le componenti che possono avere impatti ambientali. Per approfondimenti tecnici si rimanda al sito <http://unmig.mise.gov.it> ed alla specifica letteratura tecnica. Non sono invece descritte le fasi di lavorazione del petrolio in quanto tali attività (downstream) non rientrano nelle attività di coltivazione e pertanto non sono oggetto di trattazione del Piano.

Si evidenzia che nelle attività di ricerca o di coltivazione di idrocarburi, la superficie del terreno occupata dagli impianti e opere connesse (pertinenze/facilities) è molto ridotta rispetto alla proiezione superficiale del giacimento. Pertanto in superficie coesistono altre attività antropiche (ad esempio attività agricole, industriali urbane, etc.) senza risentire degli effetti dell'attività nel sottosuolo. Questo a scala di giacimento e, a maggior ragione, di area del permesso di ricerca o della concessione di coltivazione. Le macro fasi della prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi, sono caratterizzate da un programma lavori più o meno complesso, seguendo gli obiettivi ivi posti e la complessità/grandezza del giacimento, schematizzati nella tabella seguente.

*Tabella 2.1-1: Schema di sintesi delle principali fasi di attività corrispondenti ai titoli minerari*

Tipologia di titolo	Elementi principali	Principali attività del programma lavori
<b>PERMESSI DI PROSPEZIONE</b>  (Titolo II, art. 3 L 9/1991)	<p>Prospezione mineraria: consiste in rilievi geografici, geologici, geochimici e geofisici eseguiti con qualunque metodo e mezzo, escluse le perforazioni meccaniche di ogni specie, ad eccezione dei sondaggi geotecnici e geognostici, intese ad accertare la natura del sottosuolo e del sottofondo marino, cui corrisponde il titolo non esclusivo denominato "Permesso di prospezione".</p> <p>Titoli minerari non esclusivi finalizzati allo studio generale di vaste aree di territorio; non è previsto un limite di estensione dell'area interessata dalla prospezione; il titolo ha un periodo di vigenza di un anno non prorogabile e consente esclusivamente l'acquisizione di dati geologici e geofisici.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Studi geologici e geofisici, studi ambientali desk</li> <li>2. Acquisizione sismica 2D/3D e/o Acquisizione geofisica (metodi gravimetrici e/o elettromagnetici)</li> </ol>
<b>PERMESSI DI RICERCA</b>  (Titolo II, art. 5 e 6 L 9/1991)	<p>Ricerca mineraria: consiste nelle operazioni finalizzate all'accertamento dell'esistenza di idrocarburi liquidi e gassosi, comprendenti le attività di indagini geologiche, geotecniche, geognostiche, geochimiche e geofisiche, eseguite con qualunque metodo e mezzo, nonché le attività di perforazione meccanica, previa acquisizione dell'autorizzazione, cui corrisponde il titolo esclusivo denominato "Permesso di ricerca".</p> <p>Titoli minerari esclusivi che possono essere richiesti su aree con un'estensione massima di 750 km<sup>2</sup>; la stessa area può essere richiesta da più operatori petroliferi in regime di concorrenza. Oltre al primo periodo di vigenza della durata di 6 anni sono previsti due possibili ulteriori periodi di proroga della durata di 3 anni ciascuno; è anche</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Studi geologici e geofisici, studi ambientali desk</li> <li>2. Acquisto/Reprocessing sismica esistente 2D/3D</li> <li>3. Acquisizione sismica 2D/3D e/o Acquisizione geofisica (metodi gravimetrici e/o elettromagnetici)</li> <li>4. Perforazione di almeno un pozzo esplorativo (pozzo d'obbligo ed eventuali chiusure minerarie)</li> </ol>

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

	prevista, per motivate ragioni, la sospensione del decorso temporale. Nel permesso di ricerca, oltre all'acquisizione di dati geofisici, è possibile effettuare uno o più pozzi esplorativi; nel caso il pozzo esplorativo dia esito positivo, e venga quindi individuato un nuovo giacimento, l'operatore può presentare un'istanza di concessione di coltivazione che, una volta conferita, consente la messa in produzione del giacimento stesso.	
<b>CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE</b>  (Titolo II, art. 9 L 9/1991)	<p>Concessione di coltivazione mineraria: consiste nelle operazioni necessarie per la produzione di idrocarburi liquidi e gassosi, cui corrisponde il titolo esclusivo denominato "Concessione di coltivazione". Al termine della coltivazione sono previste le chiusure minerarie e ripristino ambientale dei luoghi.</p> <p>Titoli minerari esclusivi, richiesti su una porzione di area del permesso di ricerca in cui è stato rinvenuto un nuovo giacimento, dell'estensione massima di 300 km<sup>2</sup>. Oltre al primo periodo di vigenza di 20 o 30 anni sono previsti ulteriori periodi di proroga di 10 e 5 anni. Nell'ambito di una concessione di coltivazione possono essere svolte tutte le attività inerenti la produzione di idrocarburi come ad esempio la realizzazione di pozzi di sviluppo e di centrali di raccolta e trattamento.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Perforazione pozzi di appraisal/sviluppo</li> <li>2. Studi di giacimento</li> <li>3. Piano di sviluppo</li> <li>4. Completamenti</li> <li>5. Costruzione di facilities di superficie e infrastrutture</li> <li>6. Gestione della produzione</li> <li>7. Reservoir modeling</li> <li>8. Interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria di vario tipo sui pozzi (lavaggi, workover, ...) e sulle facilities di superficie</li> <li>9. Chiusura mineraria e ripristini</li> </ol>

### **2.1.1. Attività di studio e di esplorazione**

Prima di partire con investimenti relativi alla parte di esplorazione, in particolare la realizzazione di uno o più pozzi esplorativi, le società interessate svolgono studi geologici e geofisici e studi ambientali di tipo desk, valorizzando conoscenze geologiche tratte dalle seguenti fonti:

- Sistemi informativi e conoscenze pregresse *in house*;
- Dati pubblici (molti dati storici sono disponibili in modo gratuito e liberamente scaricabili (opendata) nel sito del progetto VIDEPI ([www.videpi.com](http://www.videpi.com)) gestito dal Ministero dello Sviluppo Economico, ora MiTE);
- Acquisto/Reprocessing sismica esistente 2D/3D, tipicamente attraverso il cosiddetto "dataroom" ossia la consultazione dei dati esistenti precedentemente acquisiti da altre società.

I dati e le informazioni geofisiche sono quindi rielaborati (solitamente attraverso software specialistici) dal titolare del permesso di ricerca che svolge nei suoi uffici o attraverso società di consulenza specializzate. Le metodologie di acquisizione dati utilizzate, soprattutto nelle fasi iniziali dell'esplorazione, in genere prima della perforazione dei pozzi spaziano dal rilevamento di manifestazioni superficiali di olio e/o di gas naturali, al telerilevamento, sistemi cartografici digitali, carte tematiche, rilevamento geologico di superficie, rilievi gravimetrici e magnetometrici, rilievi magnetotellurici e rilievi sismici.

Si segnala poi che la definizione di un giacimento è estremamente complessa e richiede continue revisioni, aggiornamenti e verifiche dei modelli di calcolo realizzati, pertanto le attività di studio e di prospezione possono essere effettuate anche in fase di coltivazione per migliorare la conoscenza del giacimento (ad esempio con ripetizione di sismica 3D).

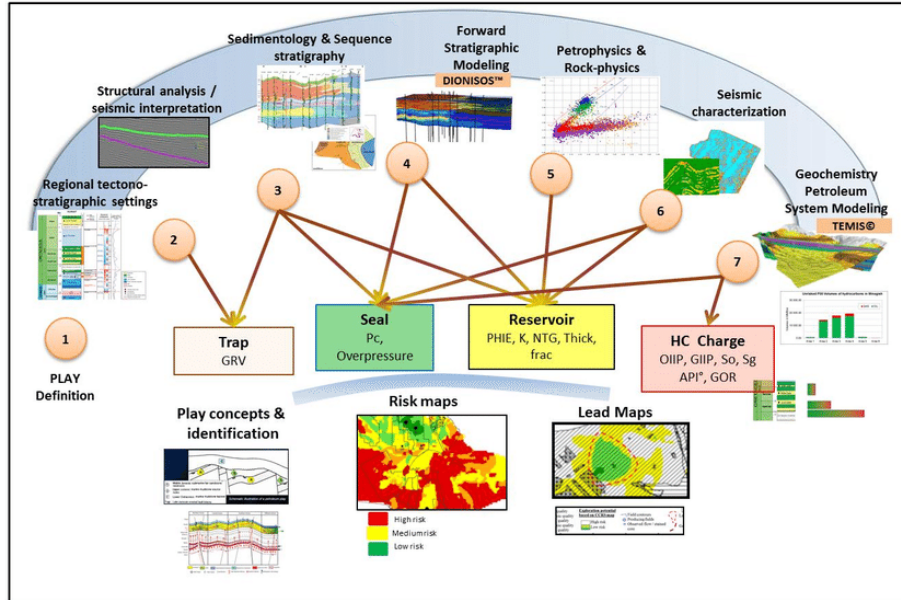


Figura 2.1-2: Schema generale della fase di studio e analisi geofisica

L'attività di prospezione è volta allo studio generale di vaste aree di territorio e non è previsto un limite di estensione dell'area interessata. Il permesso di prospezione ha un periodo di validità di un anno e consente esclusivamente l'acquisizione di dati geologici e geofisici, mentre non prevede il carattere di esclusività. Nella successiva fase di ricerca, invece, le medesime metodologie di studio possono essere applicate ma in maniera più puntuale, quindi su aree più ridotte, dove gli studi desk hanno evidenziato maggiori probabilità di trovare giacimenti. Le acquisizioni sismiche che caratterizzano le prospezioni geofisiche sono utilizzate per la caratterizzazione della struttura del sottosuolo e a mare del fondale per uno spessore anche di chilometri. In particolare con la geofisica si cercano le strutture (trappole) in cui potrebbero esserci accumuli di idrocarburi. In caso di successo, si continuano gli studi per verificare la presenza degli idrocarburi nella trappola, e se anche questa fase ha avuto esito positivo, si procede valutando se la scoperta è economicamente conveniente (giacimento da coltivare) o non è conveniente (fine attività con chiusura mineraria pozzi esplorativi e ripristino ambientale). La geofisica permette la realizzazione di immagini indirette del sottosuolo, che una volta interpretate forniscono un'immagine bidimensionale e/o tridimensionale delle zone possibili sedi di giacimenti di idrocarburi fossili (gas naturale o petrolio). La geofisica è il metodo principale per la ricerca di idrocarburi, è comunque utilizzato anche per la ricerca di altri fluidi come ad es. nel caso della ricerca di acquiferi.

Semplificando al massimo, la geofisica consiste nella registrazione mediante sensori e successiva analisi tramite complessi sistemi di calcolo, e l'esperienza degli operatori, delle piccole vibrazioni superficiali indotte dalle onde che hanno attraversato il volume di terreno che si vuole indagare e che sono state riflesse/rifratte dalle discontinuità incontrate nel loro percorso. Tali onde sono, solitamente, generate appositamente mediante vari tipi di sorgenti artificiali.

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

Le registrazioni effettuate dai sensori sono elaborate sotto forma di onde cui sono applicati via via vari filtri per evidenziare le caratteristiche ricercate; si passa poi alle sezioni sismiche, prima in tempi poi in profondità, che sono analizzate alla ricerca delle trappole.

Per l'acquisizione sismica 2D/3D le sorgenti più utilizzate sono articolate nella seguente tabella in cui sono riportati anche altri metodi geofisici.

*Tabella 2.1-2: Schema di sintesi delle tecnologie per le caratterizzazioni geofisiche del sottosuolo per la prospezione e ricerca di idrocarburi*

<b>Principio fisico di base</b>	<b>Tecnologia</b>	<b>MARE</b>	<b>TERRA</b>	<b>Frequenza di utilizzo * = raro ** = frequente</b>
Sismica	<b>Water-gun</b> (frequenza utilizzata 20 ÷ 1500 Hz), costituito da un cannone ad aria compressa che espelle ad alta velocità un getto d'acqua che per inerzia crea una cavità che implode e genera un segnale acustico	X		*
Sismica	<b>Airgun</b> (frequenza utilizzata 100 ÷ 1500 Hz), costituito da due camere cilindriche, chiuse da due pistoni (pistone di innesco e di scoppio) rigidamente connessi ad un cilindro provvisto di orifizio assiale che libera in mare, a profondità da 3 a 10 m, istantaneamente, aria ad una pressione elevata, compresa tra 150 e 400 atmosfere (ad oggi il sistema maggiormente utilizzato)	X		**
Sismica	<b>Marine vibroseis</b> (frequenza utilizzata 10 ÷ 250 Hz), in cui alcuni dischi metallici vibranti immettono energia azionati secondo una forma d'onda prefissata, senza dar luogo all'effetto bolla (sistema complesso non ancora pienamente sviluppato)	X		*
Sismica	<b>Vibroseis</b> : vibratorii a funzionamento idraulico, che trasmettono al terreno una sollecitazione a carattere ondulatorio con un'energia limitata ma con una durata di alcuni secondi, potendo variare l'intensità del segnale sorgente nel tempo, utilizzando un range di frequenze compreso tra circa 1 Hz e 80 Hz		X	**
Sismica	<b>Sparker</b> (frequenza utilizzata 50 ÷ 4000 Hz) e <b>boomer</b> (frequenza utilizzata 300 ÷ 3000 Hz), dove un piatto metallico con avvolgimento in rame viene fatto allontanare da una piastra a seguito di un impulso elettrico; l'acqua che irrompe genera un segnale acustico ad alta frequenza con scarsa penetrazione (adatto per rilievi ad alte definizioni)	X		**
Sismica	<b>Esplosivo</b> : utilizzo di cariche o microcariche di esplosivo, inserite in pozzetti di poca profondità con generazione di onda d'urto elastica		X	*
Sismica	<b>Massa battente/hydrapulse</b> : massa in caduta libera o accelerata di tipo impulsivo		X	**
Non sismico	<b>Magnetometria</b> : strumento atto a misurare i valori dell'intensità del Campo Magnetico Terrestre (C.M.T.) (o le sue componenti vettoriali) e successivamente analizzarne le variazioni o anomalie	X	X	*
Non sismico	<b>Gravimetria</b> : rilevamento delle cosiddette anomalie della gravità, cioè delle divergenze locali dell'accelerazione di gravità dai corrispondenti valori 'normali', permettendo di rilevare eventuali deficienze o eventuali eccessi di massa.	X	X	*

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Non sismico	<b>Correnti telluriche:</b> Sfrutta le variazioni temporali del campo elettromagnetico terrestre come sorgente naturale. Le variazioni del campo magnetico inducono correnti elettriche nei terreni, dette correnti parassite o correnti telluriche, che consentono di mettere in evidenza la distribuzione di resistività nelle rocce sedimentarie porose e di ricostruire le geometrie del sottosuolo su scala regionale.	X	X	*
-------------	---	---	---	---

In particolare, il sistema più comunemente usato **in mare** allo stato attuale utilizza come sorgente artificiale dispositivi di tipo **airgun** e si basa sui principi della sismica a riflessione. Gli elementi principali che compongono il sistema di rilevamento sono:

- nave: mezzo dotato di tutte le attrezzature necessarie (seismic survey vessel);
- sorgente artificiale: più airgun a costituire la batteria (array) energizzante (sound wave source);
- sistema di ricezione: cavo sismico con sensori (acoustic receivers - streamer).

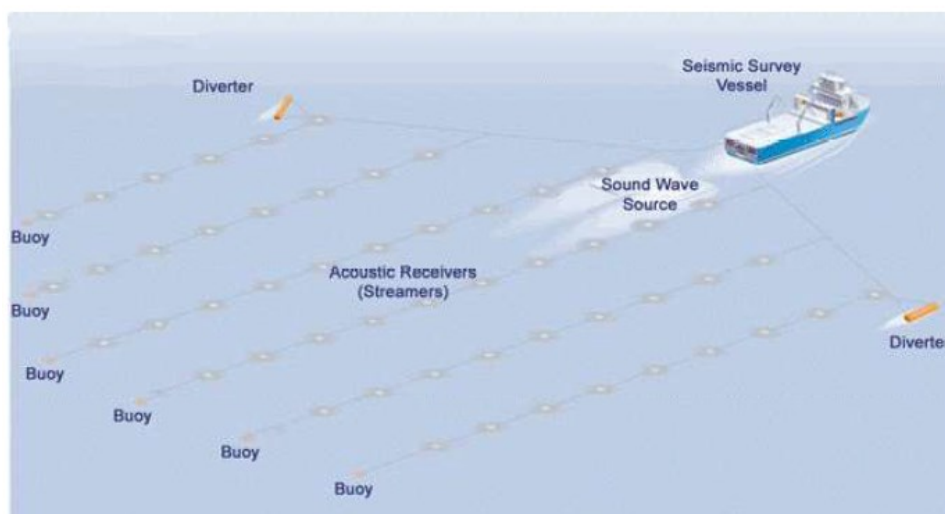


Figura 2.1-3: Schema dell'assetto in mare durante una campagna di raccolta dati geofisici con airgun

Gli *airgun* sono serbatoi a pressione rimorchiati dalla nave (Figura 2.1-3), in cui l'aria una volta raggiunta la pressione voluta, è scaricata di colpo, producendo delle grosse bolle d'aria subacquee la cui improvvisa espansione genera un'onda di compressione che si propaga nell'acqua, poi nel fondale marino e infine tornano, in parte, verso la superficie dove sono registrate dagli streamers e successivamente analizzate.

Secondo un intervallo temporale predefinito un colpo di aria compressa viene trasmesso in mare, per intervalli di tempo prolungati. Una campagna di acquisizione sismica 2D/3D tramite airgun può durare da qualche giorno a diversi mesi, a seconda dell'estensione dell'area da investigare e sono, di solito, a frequenze basse e bassissime.

Airgun, opportunamente sincronizzati, sono disposti in una batteria dalla geometria variabile a seconda del tipo di onda che si vuole generare. Attraverso la geometria, infatti, si è in grado di direzionare l'onda elastica verso l'obiettivo prescelto e attenuare gli effetti di onde secondarie. Le batterie (*array*) in genere sono composte da più airgun, solitamente sino a 48, disposti su una o più file (*sub-array*) posizionate ad una profondità di 5 - 10 metri.

Ogni rilascio di un singolo volume d'aria contenuto in un airgun produce una bolla d'aria che si espande creando un fronte di pressione nell'acqua circostante, che a sua volta si propaga seguendo le leggi della propagazione sferica. Il volume tipico di aria espulso da un airgun varia da circa 500 cm<sup>3</sup> a circa 13000 cm<sup>3</sup>.

Nelle prospezioni geofisiche l'impulso sonoro che interessa è diretto verso il fondale e quindi limitato nella sua diffusione in mare ma gli schemi di trasmissione sonora nel mare dipendono da una molteplicità di fattori.

Per quando riguarda le **campagne di geofisica condotte in terraferma** i metodi per l'energizzazione sono principalmente l'esplosivo e le vibroseis; in alcuni casi si utilizza l'urto di masse su piastre poste a contatto del terreno. La scelta dipende da molteplici fattori, oggi si va sempre più diffondendo il vibroseis anche perché desta minori apprensione nella popolazione rispetto all'esplosivo che comunque continua a mantenere una sua valenza.

L'uso dell'**esplosivo** consiste nello scoppio di una microcarica esplosiva all'interno di un pozzo appositamente perforato che genera un'onda d'urto, originata dalla rapidissima espansione dei gas che si liberano dell'esplosione stessa. L'esplosione può determinare effetti deformativi (fatturazione, deformazione, rottura dell'equilibrio intergranulare) nell'immediata vicinanza del punto di scoppio, sotterraneo indicativamente entro un raggio di 1 metro.

La velocità di propagazione dell'onda dipende dal mezzo che attraversa; l'onda d'urto generata dall'esplosione è di tipo impulsivo (aperiodica), si trasforma in un'onda, periodica, che si propaga nel mezzo ed è utilizzata nella prospezione geosismica.

L'uso dell'esplosivo come la vendita delle cariche esplosive e accessori deve essere autorizzato. Nell'autorizzarne l'uso, le cariche sono confezionate solitamente in confezioni rigide di plastica antistatica in dimensioni standard, cui corrispondono quantità di esplosivo in peso stabile e di riferimento costante. Le singole cariche, complete di tappo porta detonatore, sono avvitalabili tra loro, consentendo quindi la formazione di colonne rigide di esplosivo. La quantità di esplosivo utilizzata per singolo scoppio è variabile in funzione della "risposta" sismica delle formazioni da investigare, oltre che dei vincoli di quantità richiesti ad ogni singola prospezione.

Oggigiorno, quando utilizzate, si usano microcariche anche dell'ordine di 1-2 Kg di esplosivo costituite in genere da una o due cartucce, rispetto ai 5-10 kg utilizzati in passato, collocate solitamente in un foro appositamente realizzato ed a profondità medie contenute generalmente nei primi 10 metri dal piano campagna. Le cariche vengono detonate attraverso l'uso di detonatori elettrici, a loro volta innescati mediante correnti di intensità opportuna o mediate detonatori Nonex. La sequenza di operazioni previste per le procedure di scoppio è di seguito descritta:

1. Realizzazione del foro per l'allocazione delle cariche esplosive
2. Posizionamento della carica
3. Borraggio del foro
4. Scoppio della carica
5. Chiusura del foro in superficie e ripristino area pozzetto

Il metodo **vibroseis**, a differenza dell'esplosivo che attiva grande energia in una durata breve del tempo, trasmette al terreno una sollecitazione a carattere ondulatorio con un'energia limitata ma con una durata di alcuni secondi, potendo variare l'intensità/frequenza del segnale sorgente nel tempo. Il metodo con vibroseis si è sviluppato più recentemente rispetto all'esplosivo perché richiede un'attrezzatura molto più complessa per l'energizzazione, per la raccolta dati e, soprattutto, per l'elaborazione resa possibile dalla

recente disponibilità di potenti sistemi informatici. I vibratorii utilizzati sono composti da un pistone idraulico che imprime oscillazioni, con la frequenza ed energia voluta, ad una piattaforma poggiata sul terreno. Tutto questo dispositivo è installato su di un apposito veicolo, il vibroseis. Tutti i vibratorii prevedono un sistema di controreazione costituito dalla massa del mezzo stesso che garantisce che il sistema immetta nel terreno vibrazioni con idonee caratteristiche di ampiezza e di frequenza, in maniera da rispettare tutte le norme vigenti relative alla sicurezza per i lavoratori e per l'ambiente. Un sistema elettronico programmabile gestisce il tipo di vibrazione da realizzare. Nella pratica, solitamente vengono utilizzati simultaneamente più vibratorii, generalmente 3, 4 o 5 (Figura 2.1-4), ma in caso di operazioni di rilievo geofisico più limitato sono utilizzati mini-vibroseis (Figura 2.1-5).

Il segnale sismico viene prodotto lungo le linee per le quali è prevista l'indagine: esse possono essere generalmente poste lungo traiettorie rettilinee o curve, lungo strade o aree rurali.

Il progetto della campagna di geofisica deve essere autorizzato e l'area richiesta nella domanda di autorizzazione comprende una zona di indagine all'interno della superficie del titolo minerario, in cui sono presenti altre attività antropiche.



*Figura 2.1-4: Vibroseis - Mezzi in attesa, arrivati nella posazione di energizzazione prdefinita, la ruote posteriori alzate permettono una migliore coesione a terra della piastra che sarà poi messa in vibrazione da un sistema elettro-idraulico. [Foto DGSUNMIG].*





Figura 2.1-5: Mini-Vibroseis usato singolarmente per operazioni geofiche più limitate. La piastra vibrante è alla base della campana premuta a terra dal braccio del mezzo. Il cilindro sopra la piastra ed interno alla gabbia è il dispositivo elettro-idraulico che imprime la vibrazione alla piastra [Foto DGSUNMIG].

### 2.1.2. La ricerca: perforazione del pozzo esplorativo

La **perforazione del pozzo esplorativo** avviene nei casi di permessi di ricerca, a valle di una serie di valutazioni che hanno tenuto conto dell'individuazione di un'area di interesse minerario post interpretazione sismica. Premessa di tale attività sono l'acquisizione della valutazione di impatto ambientale positiva, a cui segue, secondo le modalità previste dalle società che richiedono l'opera, l'individuazione e successiva gara dei contrattisti coinvolti (perforatori, service company, fanghisti, analisi laboratorio, specialisti in sicurezza e ambiente, wirelines e logging, ecc.), l'organizzazione logistica e le autorizzazioni relative alla perforazione di un pozzo. Come tutte le operazioni del settore upstream, anche queste sono autorizzate preventivamente dagli uffici UNMIG del Ministero dello Sviluppo Economico, previa intesa con la Regione interessata ai sensi dell'Accordo procedimentale Stato-Regioni del 24/04/2001, e soggette alle norme di polizia mineraria di sicurezza sul lavoro e ambientali.

Durante la perforazione di un pozzo per la ricerca di idrocarburi vengono eseguite una serie di operazioni (carotaggi, logs, analisi dei cuttings ecc.); al raggiungimento della profondità prevista vengono valutati i dati raccolti durante la perforazione e vengono effettuate prove di produzione, che consentono di stabilire se il pozzo sia mineralizzato a idrocarburi, ed economicamente sfruttabile, oppure sterile. Nel caso in cui il pozzo risulti sterile oppure non economicamente sfruttabile si procede immediatamente alla sua chiusura mineraria (utilizzando l'impianto di perforazione ancora in loco), mentre nel caso in cui il pozzo risulti mineralizzato ad idrocarburi ed economicamente sfruttabile si procede al completamento del pozzo.

Per completamento si intende l'attività di sistemazione di un pozzo già perforato per la sua messa in produzione; segue all'attività di perforazione e consiste nell'apertura dei livelli produttivi, nella discesa in pozzo della batteria di produzione (tubi di piccolo diametro per la messa in produzione del livello o dei livelli produttivi) corredata delle valvole per il controllo dell'erogazione e di sicurezza e nella installazione sulla testa pozzo della croce di produzione (sistema di valvole di sicurezza per permettere l'erogazione controllata degli idrocarburi). Quindi un pozzo è classificato produttivo al termine dell'attività di perforazione, se ha avuto esito positivo e se sono state effettuate le attività di completamento indipendentemente dalla sua messa in produzione.

Pertanto, schematizzando, successivamente alla perforazione del pozzo esplorativo, alle prove di produzione, ai carotaggi elettronici (*logging*), campionamenti, ecc. viene valutato l'esito dell'esplorazione. Il risultato può essere sintetizzato in pozzo sterile o con scoperta:

- se **sterile**, l'operatore provvede subito alla chiusura mineraria del pozzo e alle fasi di ripristino ambientale dell'area pozzo, con operazioni con durata dell'ordine di qualche settimana;
- se **non sterile**, il pozzo viene messo in sicurezza in attesa del suo potenziale utilizzo per la coltivazione, nel frattempo vengono eseguite ulteriori analisi geofisiche, petrografiche e di laboratorio e si inoltra istanza di concessione al MITE.

Tabella 2.1-3: Schema di sintesi delle principali attività relative alla perforazione di un pozzo esplorativo

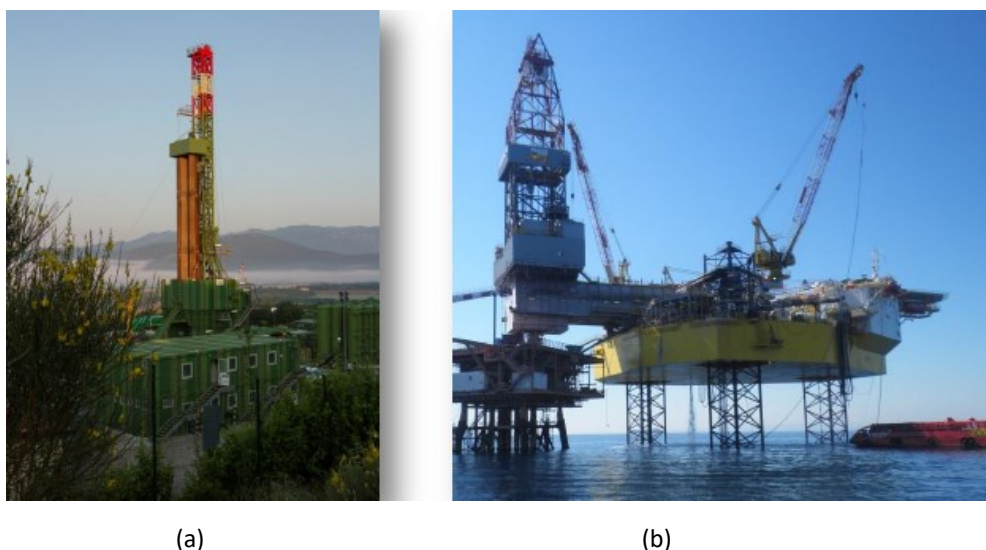
Perforazione Pozzo Esplorativo	Terra	Mare
Durata (dipende dalla profondità da raggiungere)	2-12 mesi	4-18 mesi

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

<b>Organizzazione</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permitting area pozzo;</li> <li>• Contratti con proprietari terreni;</li> <li>• Autorizzazioni</li> <li>• Gare con contrattisti (rig, fanghi, logging, service,...)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Autorizzazioni</li> <li>• Gare con contrattisti (rig, fanghi, logging, service,...)</li> <li>• Well Site Survey</li> </ul>
<b>Area Perforazione/Rig</b>	Piazzola – area pozzo	Impianto Jack-up
<b>Acquisizione log di pozzo</b>	Sì	Sì
<b>Carotaggi – Campionamenti</b>	Possibili	Possibili
<b>Prove di produzione</b>	Per testare il giacimento (24-48 h)	Per testare il giacimento (24-48 h)

L'elemento caratterizzante la fase di perforazione è il cosiddetto impianto di perforazione, solitamente di proprietà di società specializzate italiane o straniere. Gli impianti sono distinti in due grandi tipologie: strutture che operano a terra, *rig*, (Figura 2.1-6 (a)) e a mare, *jack-up rig*, (Figura 2.1-6 (b)). Tipicamente in Italia il diametro del foro varia da 30" a 7", con profondità che variano da poche centinaia di metri (giacimenti storici in argille scagliose o pozzi nelle formazioni dell'Appennino Tosco-Emiliano) a valori fino ai 6000 m in verticale. Dagli anni '80 le capacità tecniche sviluppate hanno permesso la realizzazione sempre maggiore di pozzi direzionati o orizzontali; in questi, la profondità in verticale raggiunta è minore della lunghezza della perforazione proprio a causa della deviazione. Questa tecnica consente pertanto di raggiungere, iniziando la perforazione da un'area accessibile, obiettivi profondi e distanti anche alcuni km.

Questa caratteristica ha molto rilievo nella classificazione delle aree ai fini della loro compatibilità ai fini del PiTESA: infatti è oggi possibile perforare pozzi con deviazione in orizzontale per raggiungere giacimenti anche ubicati al di sotto di aree vincolate, con piazzole di perforazione ubicate ad alcuni km di distanza.



(a)

(b)

Figura 2.1-6: Esempi di impianto di perforazione a terra (a) e a mare (b) operanti in Italia [Foto DGSUNMIG]. Si osservi che il Jack Up è l'impianto al centro (giallo) e sarà rimosso terminata l'attività; la piattaforma vera e propria è la struttura molto più piccola a sinistra (rossa) sotto la torre di perforazione.

L'impianto di perforazione vero e proprio è integrato con un sistema di gestione dei fanghi a ciclo chiuso. I fanghi di perforazione servono principalmente a lubrificare e raffreddare la batteria di perforazione che altrimenti riscaldandosi, per l'attrito con la roccia, arriverebbe velocemente a rottura. Inoltre, convogliano in superficie i frammenti di roccia prodotti dall'azione dello scalpello. In particolare, i fanghi esercitano una

contropressione idrostatica al fondo foro e lungo le sue pareti scoperte (ossia non tubate) per contenere la fuoriuscita dei fluidi di strato. Al momento in cui la circolazione nel pozzo si interrompe, il fango da fluido gelifica tenendo imprigionati in sospensione i *cutting* (frammenti rocciosi) derivanti dalla perforazione. In caso contrario questi detriti, fermandosi la circolazione del fluido, cadrebbero a fondo foro imprigionando lo scalpello e la parte terminale della "batteria" di perforazione. Nel caso di sovrappressioni, la densità del fango viene aumentata aggiungendovi polveri composte da sostanze ad elevato peso specifico, come barite o ematite. I fanghi possono essere ad acqua o ad olio (quest'ultima situazione ormai desueta in Italia).

Si utilizzano poi polimeri o bentonite per evitare separazione della parte fluida da quella solida del fango; infine si utilizzano battericidi per evitare il proliferare di batteri e microalghe che possono innescare processi di occlusione. I prodotti utilizzati devono rispettare le normative vigenti in ambito di sicurezza sul lavoro e ambientale.

Ogni impianto di perforazione a terra, o jackup a mare, necessita di un consumo di carburante per permettere il funzionamento dell'impianto stesso e di tutta la catena delle operazioni ad esso collegate. Il consumo giornaliero di carburante dipende dalla potenza dell'impianto. Uno standard base di consumi giornalieri può essere stimato tra i 1000 e i 3500 litri/giorno di carburante.

Durante le prove di produzione è previsto un impianto che raccoglie gli scarichi dalle varie apparecchiature di processo (vapori di idrocarburi e gas naturale) e che possa consentirne lo smaltimento. Durante le prove di produzione, il gas da eliminare viene convogliato a un bruciatore posto all'estremità di un traliccio metallico, detto torcia o fiaccola, la cui lunghezza è funzione delle massime portate di gas che possono essere bruciate. L'orientamento viene definito in modo che la torcia venga a trovarsi sottovento rispetto alla direzione dei venti prevalenti, nonché negli ultimi anni è previsto l'uso di fiaccole a bassissime emissioni.

Durante l'attività di perforazione, come nel resto delle attività di *upstream*, è presente uno sviluppato sistema di sicurezza anche automatico, per evitare o limitare al massimo eventuali situazioni non conformi. Tali sistemi sono articolati in maniera ridondante per rafforzare la sicurezza contro eventi accidentali e, comunque, per graduare l'intervento in funzione dell'evento potenziale. Anche tali sistemi sono sottoposti ad autorizzazione preventiva dell'UNMIG e ai controlli da parte dell'organo di polizia mineraria.

### **2.1.3. La coltivazione: perforazione dei pozzi di sviluppo, facilities (centrale + metanodotti e oleodotti a servizio di pozzi e centrale sino al collegamento con la rete di distribuzione a valle dell'attività mineraria (upstream)), coltivazione e "chiusura mineraria" dei pozzi.**

Il ciclo di vita di un campo di coltivazione di idrocarburi e la sua produttività sono legati alle caratteristiche del giacimento e alle modalità di coltivazione.

Il giacimento si caratterizza in base alla tipologia di roccia serbatoio, ai fluidi presenti etc .

In generale, i fluidi che si possono ritrovare sono: gas, olio e acqua e nel caso coesistano tutti e tre, essi sono disposti in giacimento in maniera stratificata secondo la loro densità. Pertanto, l'acqua si accumula nella parte più bassa della formazione, il gas – meno denso – occupa la parte superiore, mentre l'olio si trova compreso tra il gas e l'acqua. Il passaggio tra fluidi diversi può essere rappresentato da una linea di separazione, detta 'contatto' e possono esistere solo i seguenti tipi di contatto: olio-acqua, gas-olio e, in caso di mancanza della mineralizzazione a olio, sussiste solo il contatto gas-acqua. L'informazione quantitativa sui contatti tra i fluidi può essere ricavata dai dati di pressione che, anche se non precisa, risulta tuttavia qualitativamente molto utile in quanto, in mancanza di informazioni geologiche o geofisiche, può confermare la presenza di gas cap o l'esistenza di un acquifero.

L'andamento di produzione di un campo non è lineare (Figura 2.1-7), ma ha un andamento tendenzialmente log-normale, con un picco ed un plateau che si esaurisce in pochi anni in genere se non vengono fatti lavori di manutenzione e di sviluppo essenzialmente, lavaggi, side-track, nuovi pozzi, workover, attività di recupero facilitato (IOR) e migliorato (EOR), tecniche queste ultime generalmente mai utilizzate nei giacimenti italiani, etc.

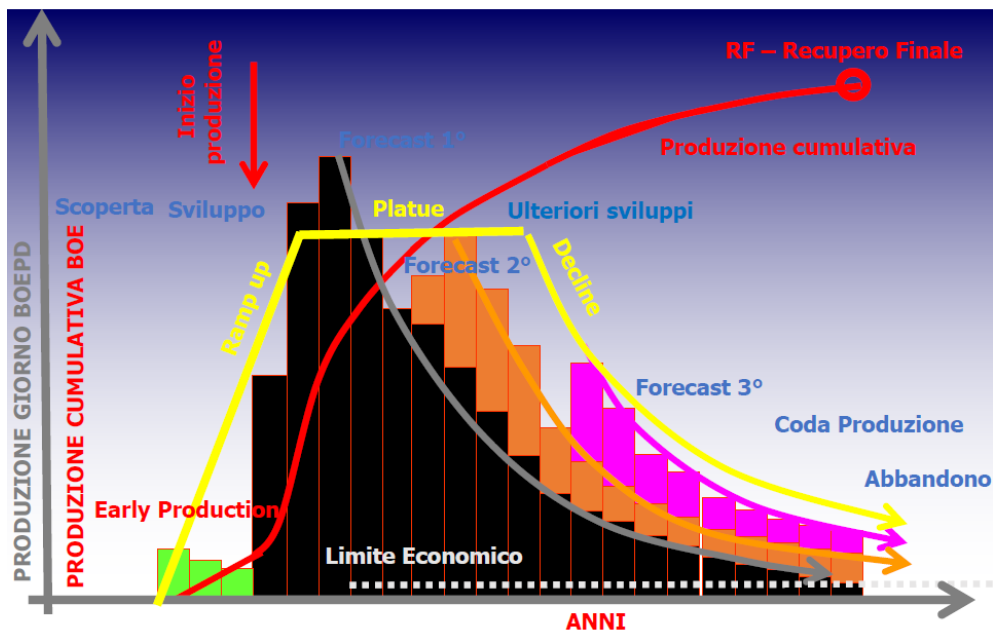


Figura 2.1-7: Andamento schematico del ciclo di produzione di un campo di coltivazione di idrocarburi di medio-grande dimensione [Fonte: Strata, 2018]

I programmi lavoro delle concessioni di coltivazioni di idrocarburi consistono in primis nei pozzi di appraisal o nella messa in produzione dell'idrocarburo scoperto in fase di permesso di ricerca, nei piani di sviluppo, in ulteriori pozzi di sviluppo a seconda della vastità del giacimento, nella costruzione di facilities di superficie e di infrastrutture (pipeline, allacci, compressori, centrali, ...). A fine vita del giacimento è compito dell'operatore la chiusura mineraria dei pozzi, la dismissione degli impianti e il ripristino ambientale nei tempi più rapidi possibili (si veda paragrafo successivo).

Per la stima della quantità di idrocarburi che può essere recuperata rispetto a quella inizialmente presente in giacimento, e quindi del fattore di recupero, occorre considerare le caratteristiche del giacimento, compresa la sua mineralizzazione e le modalità di governo della coltivazione, che per norma deve essere tale da ottimizzare il tasso di recupero nel tempo, minimizzando, tra l'altro l'innalzamento della tavola d'acqua, ove presente, all'interno del giacimento.

In dettaglio, il recupero dipende da una serie di fattori, quali: il meccanismo di produzione del giacimento, il rapporto di mobilità fluido spiazzante/olio, l'eterogeneità della roccia serbatoio, il numero e la distribuzione dei pozzi, l'andamento nel tempo delle portate imposte ai singoli pozzi, l'eventuale impiego di processi di recupero migliorato.

I meccanismi di spinta consentono la produzione dell'idrocarburo per energia naturale (recupero primario), pertanto in base al tipo di giacimento e a tali meccanismi, la strategia di recupero e quindi di coltivazione sarà differente.

A titolo esemplificativo si riportano solo alcune tipologie di spinta, rimandando alla letteratura specifica per gli approfondimenti.<sup>10</sup>

Nel caso di **spinta per semplice espansione** (natural depletion drive) il meccanismo principale di produzione primaria è rappresentato dall'espansione degli idrocarburi all'interno del giacimento completamente chiuso per la presenza di faglie e/o di formazioni impermeabili ai bordi esterni (comportamento volumetrico). Nel caso in cui la formazione è mineralizzata a gas, poiché la compressibilità del gas è assai elevata, il meccanismo di espansione degli idrocarburi risulta molto efficace e si possono conseguire recuperi molto elevati, pari all'80-90% del gas originariamente in posto.

Nei giacimenti a gas di tipo volumetrico il valore del recupero finale dipende dalla pressione iniziale del giacimento, dalla pressione di abbandono del giacimento e dalla composizione della miscela gassosa contenuta nel giacimento stesso, ma è indipendente dal tempo, ovvero dalla strategia produttiva adottata.

Qualora la formazione sia mineralizzata a olio in condizione di sottosaturazione, a causa della compressibilità piuttosto ridotta dell'olio, pur tenendo conto del contributo fornito dalla riduzione del volume poroso e dall'espansione dell'acqua connata, il meccanismo di semplice espansione porta a recuperi molto bassi, di solito compresi tra il 2 e il 5% dell'olio originariamente in posto.

Si verifica la produzione di idrocarburi per **spinta da gas cap**, quando al di sopra di una zona mineralizzata a olio è presente un accumulo di gas, detto anche gas di cappa (gas cap), il quale può essere di tipo primario o secondario.

Un gas di cappa si dice primario se si è formato durante la migrazione degli idrocarburi nella roccia serbatoio, ossia se è presente prima della messa in produzione del giacimento; si dice, invece, secondario se si forma durante la coltivazione. Due sono le eventualità in cui si può formare un gas di cappa secondario: per liberazione di gas dall'olio, una volta che la pressione scende al di sotto della pressione di saturazione, o per iniezione di gas dall'esterno (gas injection). Comunemente, se esiste un gas di cappa primario, l'olio di giacimento si trova molto prossimo alle condizioni di saturazione. Pertanto, non appena viene avviata la produzione e la pressione tende a declinare, si verificano liberazione di nuovo gas e conseguente espansione di tale gas insieme a quello di cappa. L'espansione del gas di cappa tende a spiazzare l'olio e a compensare, almeno in parte, la caduta di pressione dovuta alla produzione. La capacità del gas di cappa di sostenere la pressione del giacimento dipende dal volume del gas presente in tale zona e dalla strategia produttiva adottata. La strategia di coltivazione del giacimento dovrebbe essere adeguatamente mirata ad evitare l'arrivo precoce di gas ai pozzi, per questo occorre che essi vengano disposti in modo che gli intervalli aperti alla produzione si trovino quanto più possibile distanti dal contatto gas-olio originario. Inoltre è buona norma imporre un regime di produzione sufficientemente lento, tale da favorire il movimento verticale del gas di soluzione liberato verso la cappa piuttosto che verso i pozzi produttori. Il recupero finale di olio che si ottiene per effetto della spinta del gas di cappa è di circa il 25-30%.

Nel caso in cui il giacimento sia delimitato inferiormente o lateralmente da acquiferi, si assiste al recupero per **spinta da parte dell'acquifero (water drive)**.

---

<sup>10</sup> Enciclopedia degli Idrocarburi, Treccani

L'acquifero può essere 'limitato' se, indipendentemente dal volume di acqua che racchiude, risulta delimitato da rocce impermeabili, così da costituire con la formazione mineralizzata un unico sistema idraulicamente chiuso. Viene invece detto 'infinito' se la sua estensione è molto grande oppure se si trova a contatto o con formazioni porose affioranti in superficie, con possibilità di ricarica da parte di acque piovane o superficiali, o con il fondo marino. Inoltre, gli acquiferi in funzione del comportamento dinamico che mostrano in fase di coltivazione, possono essere classificati come più o meno attivi. Tale comportamento dipende dalle dimensioni dell'acquifero stesso, dalla permeabilità delle formazioni porose che lo costituiscono e dal regime di produzione imposto al giacimento.

Nel caso dei giacimenti a olio il meccanismo di produzione per spinta dell'acquifero permette generalmente di ottenere recuperi più elevati rispetto a qualsiasi altro meccanismo di produzione primaria; il recupero finale dipende dalle caratteristiche dell'acquifero, dalla viscosità dell'olio e dall'efficienza dello spiazzamento dell'olio da parte dell'acqua.

Mediamente il fattore di recupero raggiungibile in presenza di acquifero attivo può oscillare tra il 30 e il 50%. Nelle situazioni più favorevoli, per giacimenti a olio medi o leggeri a contatto con acquiferi molto attivi, il recupero può arrivare a superare il 50-60%. Quando l'acquifero parzialmente attivo, o è del tutto assente, si può ricorrere all'iniezione di acqua dall'esterno, con l'obiettivo di riprodurre artificialmente l'azione naturale di spinta operata da un acquifero attivo. La presenza di un acquifero attivo, o parzialmente attivo, comporta tuttavia una produzione di acqua precoce e non trascurabile, specialmente nel caso di oli molto densi e viscosi. Pertanto, allo scopo di limitare la produzione di acqua i pozzi vengono allocati nelle zone strutturalmente più alte del giacimento, ossia più distanti dal contatto acqua-olio originario ed è auspicabile mantenere un livello di produzione che sia il più basso possibile, compatibilmente con le esigenze economiche. Nel caso di giacimenti a gas, la presenza di un acquifero molto attivo tende generalmente a penalizzare il recupero finale di idrocarburi, con valori che potrebbero non superare il 60-65% del volume di gas inizialmente in posto, rispetto al meccanismo di semplice espansione.

Al fine di incrementare il fattore di recupero globale ottenuto per semplice estrazione, si può ricorrere ai processi di "recupero secondario" e a quelli di "recupero terziario", tecniche utilizzate all'estero in genere su grandi giacimenti. I processi di recupero secondario consistono nell'iniezione di un fluido in giacimento. Questi fluidi (acqua o gas naturale non miscibile) rimpiazzando volumetricamente l'idrocarburo prodotto, garantiscono il mantenimento della pressione in giacimento ad un livello tale da mantenere la portata dei pozzi entro limiti economici. Nella maggior parte dei casi, l'iniezione d'acqua avviene con tecnica di tipo "disperso" e cioè mediante pozzi distribuiti all'interno del giacimento con geometria (pattern) regolare che vede l'alternarsi di pozzi iniettori e produttori.

Il pattern scelto viene ripetuto su tutta l'area che si intende flussare, in modo da coprirlo completamente. L'impiego di pattern con piccola spaziatura presenta, rispetto all'iniezione periferica di acqua, il vantaggio di ottenere una risposta rapida nei pozzi produttori e di realizzare alte portate d'iniezione.

Parte dell'olio, anche dopo tali tecniche di spiazzamento con acqua o gas, continua a rimanere intrappolato nei pori della roccia serbatoio come saturazione di olio residuo e parte rimane nelle "isole" di roccia serbatoio nelle quali il fluido spiazzante non è riuscito ad entrare, a causa della loro permeabilità, molto inferiore rispetto a quella della roccia circostante. Per recuperare questa ulteriore aliquota di idrocarburo, allora si può optare per i processi di recupero assistito (o recupero terziario) che agiscono al fine di migliorare uno o entrambi i parametri seguenti:

- l'efficienza di spiazzamento dell'olio a scala di poro;

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

- l'efficienza volumetrica di invasione della roccia-serbatoio.

Le infrastrutture in regime di concessione di coltivazione possono essere differenti a seconda del tipo di giacimento che si sta trattando, dei volumi di idrocarburi in gioco e del tipo di allaccio alle strutture esistenti o meno presenti sul territorio. Essenzialmente possono essere riassunte come segue (Tabella 2.1-4):

Tabella 2.1-4

Infrastruttura	MARE	TERRA	FREQUENZA DI UTILIZZO * non in ogni concessione ** in ogni concessione (mare o terra)
Pozzi con relative valvole, sensori e sistemi di sicurezza	X	X	**
Area Pozzo		X	**
Piattaforma o Testa pozzo sottomarina	X		**
Impianti di compressione	X	X	*
Centrale di trattamento	X	X	*
Condotte esterne	X	X	**
Condotte interrato		X	*
Condotte sottomarine	X		**
Sistemi di sicurezza e di controllo ambientale	X	X	**
Altre facilities (centri di ricerca e laboratori, alloggi, uffici, magazzini, solitamente locati nell'area pozzo o sulla piattaforma)	X	X	*



Figura 2.1-8: Esempi di centrale di raccolta di gas naturale di media dimensione in pianura Padana (area ravennate)

Sulla base di quanto sopra esposto, si riassumono di seguito le operazioni in regime di concessione di coltivazione (Tabella 3.1 5): manutenzioni varie di tipo civile-industriale ed impiantistico di superficie; work-over; pozzo di Side Track; nuovo pozzo di appraisal/sviluppo; attività volte ad incrementare il recupero finale degli idrocarburi (Improved Oil Recovery/Enhanced Oil Recovery).

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 2.1-5: Schema di sintesi delle principali attività durante la coltivazione

Operazioni in Concessione	Tipologia	Frequenza * Non sempre ** Sempre
<b>Manutenzioni varie di tipo civile-industriale di superficie</b>	Manutenzioni impianti (compressori, valvole, sistemi di sicurezza pressostati, separatori, impianto elettrico, apparecchi sollevamento, etc.). Manutenzioni tubazioni e recipienti a pressione e non Manutenzione piazzola e area pozzi Manutenzione uffici ed aree magazzino	**
<b>Work-over</b>	Manutenzione ordinaria e straordinaria del pozzo Lavaggi/acidificazione in pozzo (Chemicals) Introduzione ESP (pompa elettrica sommersa) in pozzo Cambio del sistema di sollevamento artificiale Apertura/cambio livelli produttivi Sostituzione/manutenzione completamento altro	**
<b>Pozzo di Side Track</b>	Perforazione di un nuovo tratto di foro partendo da un pozzo già esistente utilizzando tecniche tipiche della perforazione direzionata. Si opera un pozzo di side-track quando <ul style="list-style-type: none"> <li>- un tratto di foro diventa impraticabile per incastro o rottura della batteria di perforazione</li> <li>- a perforazione iniziata si cambia obiettivo, viene effettuata una deviazione a partire dalla massima profondità alla quale il pozzo risulta libero per poi riprendere la perforazione in una direzione compatibile con la nuova traiettoria programmata</li> <li>- studi successivi evidenziano la possibilità di miglioramento della produzione</li> </ul> I pozzi di side-track prevedono l'utilizzo di un impianto (lo stesso o uno simile a quello utilizzato per la perforazione del pozzo originario). I pozzi di side-track vengono effettuati su un pozzo già esistente, senza la necessità di creare una nuova postazione/piazzola/area pozzo	*
<b>Nuovo pozzo di appraisal/sviluppo</b>	Stesse considerazioni per il pozzo esplorativo <ul style="list-style-type: none"> <li>- fase di completamento del pozzo:</li> <li>- apertura dei livelli produttivi,</li> <li>- discesa in pozzo della batteria di produzione (tubi di piccolo diametro per la messa in produzione del livello o dei livelli produttivi),</li> <li>- valvole per il controllo dell'erogazione e di sicurezza</li> <li>- installazione sulla testa pozzo della croce di produzione</li> </ul>	*



## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	(sistema di valvole di sicurezza per permettere l'erogazione controllata degli idrocarburi) - allaccio al sistema di sicurezza e a quello di produzione	
<b>Tecniche di recupero facilitato del petrolio : Improved Oil Recovery (IOR)</b>	L'iniezione dei fluidi in giacimento, rimpiazzando in termini di volumi l'idrocarburo prodotto, mantiene la pressione in giacimento a un livello tale da permettere un incremento del fattore di recupero, al di sopra di quello che si otterrebbe per semplice estrazione. Questi processi, definiti inizialmente 'secondari', perché in passato impiegati a seguito della prima fase di produzione primaria, oggi in base alle opportune valutazioni tecniche possono essere applicati fin dall'inizio della coltivazione, mantenendo alta la produttività dei pozzi.  <ul style="list-style-type: none"> <li>- Iniezione di acqua in acquifero (e quindi lungo la parte periferica del giacimento) oppure all'interno del giacimento con pozzi di iniezione alternati a quelli di produzione con distribuzione geometrica prefissata</li> <li>- Gas naturale, non miscibile nell'olio, iniettato nella parte alta del giacimento per sfruttare l'azione della gravità sul meccanismo dello spiazzamento</li> </ul>	
<b>Tecniche di recupero migliorato del petrolio: Enhanced Oil Recovery (EOR)</b>	Per aumentare il fattore di recupero finale, al termine delle coltivazioni primaria (sfruttamento dell'energia naturale) e secondaria (iniezione d'acqua o gas, si fa ricorso ai processi di recupero assistito di olio (EOR, Enhanced Oil Recovery), che sono chiamati anche 'terziari' perché in passato venivano applicati nella terza fase della vita produttiva del campo.  <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <u>Processi termici: si basano sul miglioramento del rapporto di mobilità acqua/olio conseguente ad un aumento della temperatura di giacimento:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <u>Iniezione di vapore,</u></li> <li>- <u>Stimolazione ciclica con il vapore,</u></li> <li>- <u>Combustione in situ</u></li> </ul> </li> <li>2. <u>Processi miscibili: si basano sull'iniezione in giacimento di un gas che, attraverso scambi di massa successivi con l'olio diventa miscibile con l'olio stesso. In tal modo la saturazione in olio residuo nelle zone contattate dal gas iniettato si riduce a zero:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <u>Idrocarburi miscibili e vicini alla miscibilità,</u></li> <li>- <u>Azoto,</u></li> <li>- <u>Biossido di carbonio,</u></li> <li>- <u>Gas di combustione,</u></li> <li>- <u>Acqua alternata a gas,</u></li> <li>- <u>Segregazione geologica delle emissioni gassose (CO2)</u></li> </ul> </li> <li>3. <u>Processi chimici: si basa sull'iniezione di acqua additivata con opportuni prodotti chimici.</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <u>Iniezioni di polimeri</u></li> <li>- <u>Soluzioni alcaline/polimeri/tensioattivi</u></li> </ul> </li> </ol>	

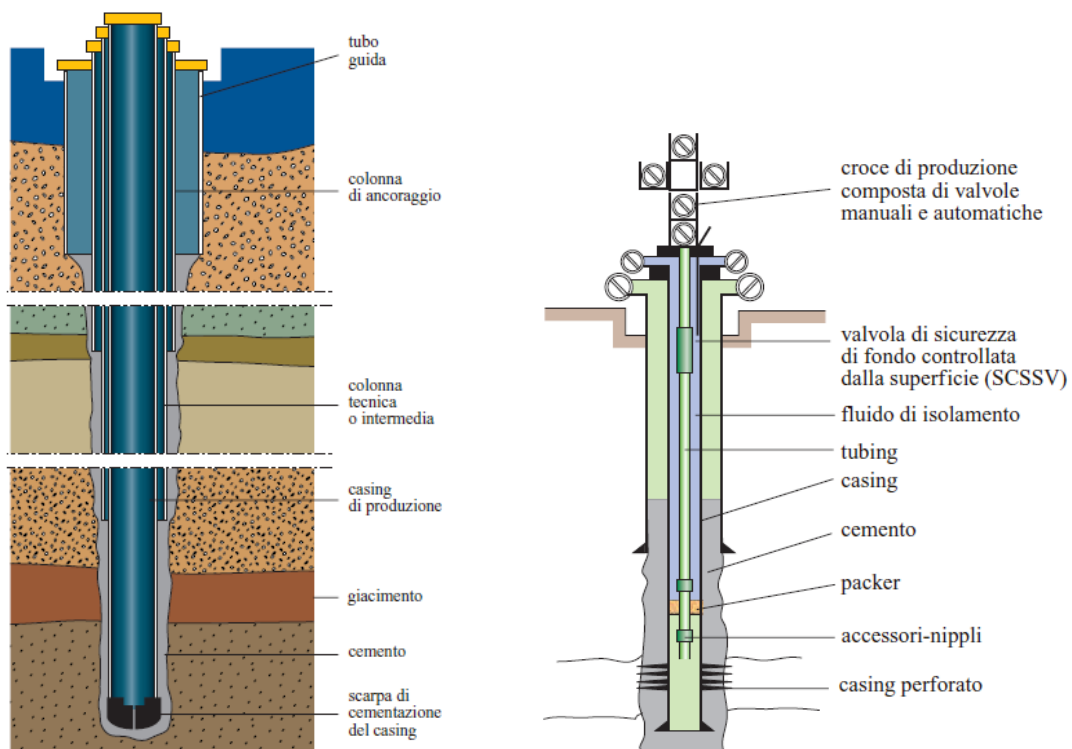
## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <u>Schiuma</u></li> <li>- <u>Tensioattivo</u></li> </ul> <p>4. <u>Altri processi in fase di sperimentazione</u></p>	
--	--	--

In Italia, ad oggi non sono autorizzate attività di tipo terziario né di tipo secondario (risulta solo autorizzata l'attività di reiniezione di acqua di strato mediante l'impiego di alcuni pozzi destinati ad ottimizzare la produzione del campo di Trecate).

Nel corso degli anni '80, per un breve periodo di tempo, è stato sviluppato in Sicilia un progetto pilota di recupero terziario che ha interessato il campo Ponte Dirillo. Il progetto ha previsto l'iniezione di gas metano in giacimento ad olio attraverso i pozzi Ponte Dirillo 8 e Ponte Dirillo 9.

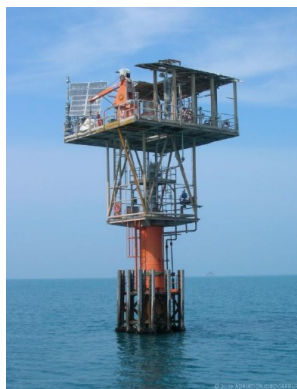
Per quanto riguarda gli aspetti prettamente ingegneristici, il pozzo si compone di due parti: il rivestimento ed il completamento. Il rivestimento (casing) è composto dalla colonna di produzione, dalla colonna intermedia, dalla colonna di ancoraggio e dal tubo guida. Il casing inizia in superficie e finisce a fondo foro, è cementato alle formazioni che attraversa ed ha la funzione principale di isolare idraulicamente le formazioni evitando il passaggio di fluidi tra le diverse formazioni e assicurare la stabilità del pozzo. Una volta realizzato il casing, al suo interno si cala il completamento che è composto da tubazioni, valvole, testa pozzo ecc, entro cui scorrerà l'idrocarburo estratto sino alla croce di produzione posta all'esterno del pozzo. Nella Figura 2.1-9 sono indicate le valvole di sicurezza presenti, quella di fondo e quelle automatiche sulla croce di produzione, che costituiscono le prime barriere di sicurezza, integrate poi dalle altre presenti nell'impianto.



(a)

(b)

Figura 2.1-9: Sezione schematica di (a) un pozzo con rivestimento (casing) e (b) pozzo con rivestimento (casing) e completamento (tubing) [Fonte: Enciclopedia Idrocarburi Treccani]



(a)

(b)

Figura 2.1-10: Esempi di (a) Testa pozzo di impianto tradizionale a terra [Foto UNMIG, 2018] – b) Piattaforma monotubolare a destra

Durante il suo periodo di vita un pozzo produttivo può passare più volte dallo stato di pozzo erogante a quello di pozzo non erogante e viceversa.

Dopo le fasi di perforazione e completamento, per essere messo in produzione il pozzo deve prima essere allacciato alla centrale di raccolta e trattamento per mezzo di flowlines (a terra) o sealines o tramite unità galleggianti di produzione e/o stoccaggio FSO o FPSO (a mare); in questa fase il pozzo è da considerarsi produttivo non erogante.

Una volta messo in produzione un pozzo eroga idrocarburi in quantità decrescenti fino al punto di cessare la produzione. Inoltre può succedere che sorgano problemi di produttività (danneggiamento del completamento per venuta di sabbia, scarsa erogabilità ecc.). In questi casi è possibile recuperare il pozzo alla produzione eseguendo interventi di workover. Gli interventi di workover prevedono quasi sempre l'utilizzo di un impianto (lo stesso o uno simile a quello utilizzato per la perforazione del pozzo). Spesso, soprattutto a mare, vengono effettuati interventi di workover su gruppi di pozzi al fine di minimizzare i costi dell'impianto. Le campagne e/o i singoli interventi di workover devono essere inoltre programmati e autorizzati per cui può trascorrere un periodo di tempo, a volte abbastanza lungo, durante il quale il pozzo resta nello stato di pozzo produttivo non erogante. Un pozzo produttivo può essere nello stato di pozzo non erogante anche quando le flowlines o le sealines che lo collegano alla centrale di produzione sono oggetto di manutenzione.

Soprattutto in giacimenti maturi, capita che oltre al gas e/o all'olio vi sia una significativa produzione di acqua di strato. L'acqua di strato che viene estratta dal giacimento con gli idrocarburi è l'acqua naturalmente presente nella roccia serbatoio. La sua presenza è dovuta al fatto che la roccia serbatoio è sedimentata in ambiente acquoso e il suo spiazzamento da parte degli idrocarburi durante il processo di migrazione non è mai totale a seguito della tensione interfacciale esistente fra acqua e idrocarburi.

La composizione delle acque di strato prodotte è molto variabile. I componenti più importanti sono: idrocarburi e composti organici, gas, sali disciolti (cloruri, solfati, solfuri, bicarbonati, di sodio, calcio, magnesio, ecc.), solidi (argilla, sabbia, ecc.), radionuclidi. I metalli tipicamente presenti sono: piombo, bario,

ferro, manganese, zinco; possono essere presenti anche boro, stronzio, cadmio, rame, nichel, mercurio, litio, alluminio, arsenico, ecc.

Per quel che concerne l'attività di radionuclidi naturali, si segnala che qualora la presenza di sorgenti di radiazioni ionizzanti di origine naturale sia tale da determinare un livello di esposizione dei lavoratori o degli individui della popolazione che non può essere trascurato, verranno applicate le disposizioni previste dal Decreto Legislativo 101/2020 (norme fondamentali di sicurezza relative alla protezione contro i pericoli derivanti dall'esposizione alle radiazioni ionizzanti e abroga le direttive 89/618/Euratom, 90/641/Euratom, 96/29/Euratom, 97/43/Euratom e 2003/122/Euratom con il riordino della normativa di settore in attuazione dell'articolo 20, comma 1, lettera a), della legge 4 ottobre 2019, n. 117. (20G00121)).

Per lo smaltimento dell'acqua prodotta, la normativa (art. 104 del D.Lgs 152/2006 e s.m.i.) stabilisce che:

al comma 3): "In deroga a quanto previsto al comma 1, per i giacimenti a mare, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del mare, d'intesa con il Ministero dello sviluppo economico e, per i giacimenti a terra, ferme restando le competenze del Ministero dello sviluppo economico in materia di ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, le Regioni possono autorizzare lo scarico di acque risultanti dall'estrazione di idrocarburi nelle unità geologiche profonde da cui gli stessi idrocarburi sono stati estratti ovvero in unità dotate delle stesse caratteristiche che contengano, o abbiano contenuto, idrocarburi, indicando le modalità dello scarico. Lo scarico non deve contenere altre acque di scarico o altre sostanze pericolose diverse, per qualità e quantità, da quelle derivanti dalla separazione degli idrocarburi. Le relative autorizzazioni sono rilasciate con la prescrizione delle precauzioni tecniche necessarie a garantire che le acque di scarico non possano raggiungere altri sistemi idrici o nuocere ad altri ecosistemi."

al comma 5): "Per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi o gassosi in mare, lo scarico delle acque diretto in mare avviene secondo le modalità previste dal Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare con proprio decreto, purché la concentrazione di olii minerali sia inferiore a 40 mg/l. Lo scarico diretto a mare è progressivamente sostituito dalla iniezione o reiniezione in unità geologiche profonde, non appena disponibili pozzi non più produttivi ed idonei all'iniezione o reiniezione, e deve avvenire comunque nel rispetto di quanto previsto dai commi 2 e 3".

A titolo esemplificativo, si riporta quanto previsto nel caso di giacimenti a gas in mare con produzione di acqua associata, dove è necessario disporre di un sistema di trattamento delle acque di strato sulla piattaforma in grado di gestire i fluidi provenienti dal processo di separazione del gas. Tale separazione avviene attraverso i separatori che sfruttano il processo fisico di decantazione dei liquidi, per la conseguente diminuzione di velocità dovuta all'aumento della sezione del separatore rispetto alla condotta di arrivo del gas. Il diverso peso specifico dei liquidi, rispetto al gas, completa il processo di separazione. La separazione avviene meccanicamente senza l'impiego di prodotti chimici. Nel caso in cui le acque di strato vengano scaricate in mare, il sistema di trattamento prevede:

- degaser: ha la funzione di separare le frazioni di gas ancora presenti nella fase liquida;
- serbatoio di calma: dotato di paratie interne, ha la funzione di favorire la sedimentazione di eventuali solidi e separare per gravità eventuali idrocarburi liquidi presenti;
- filtri a carbone attivo: hanno la funzione di trattenere per assorbimento eventuali frazioni residue di idrocarburi disciolti (il carbone attivo è un filtro selettivo nei confronti degli oli minerali);
- tubo separatore o "casing morto": è costituito da un tratto di tubo con l'estremità superiore chiusa sulla piattaforma e l'estremità inferiore aperta al di sotto del livello del mare.

Inoltre, solo l'acqua di strato, come già precedentemente anticipato con il richiamato comma 3, art.104 del D.Lgs 152 del 2006, può essere anche reiniettata in giacimento e prima di essere reimpressa in pozzo si procede alla valutazione di compatibilità per lo scarico delle acque nell'unità geologica profonda, al fine di verificare se vi siano o meno formazioni di depositi insolubili e disporre di trattamenti di prevenzione nel caso in cui si verifichi la prima ipotesi.

Già in superficie, l'acqua, mediante filtrazione spinta, viene sottoposta alla rimozione di particelle in sospensione che, accumulandosi in strato al fondo del pozzo, potrebbero formare un pannello impermeabile e ridurre o annullare la iniettività. Per la stessa ragione dovranno essere previsti trattamenti a base di anticorrosivi, per prevenire la corrosione da ossigeno sulle linee e sulle strutture del pozzo iniettore, e di biocidi, per controllare l'attività batterica e prevenire la corrosione microbiologica indotta (MIC) e il fouling nelle linee e nell'unità geologica profonda ricevente.<sup>11</sup>

Lo schema di trattamento, nel caso in cui le acque prodotte vengano reiniettate in giacimento prevede:

- Serbatoio di raccolta: propedeutico alla raccolta delle acque e funzionale a mantenere costante il battente a monte della centrifuga;
- Centrifuga: ha lo scopo di rimuovere le particelle di maggiori dimensioni di solidi sospesi contenuti nelle acque da iniettare (di solito una in funzione ed una in back up);
- Skid filtri rimozione solidi sospesi (filtri a disco e a cartuccia) per una ulteriore filtrazione delle acque pre-filtrate dalla centrifuga;
- Skid di decantazione e rilancio quale serbatoio per la raccolta delle acque di risulta dalla centrifuga e dallo skid di filtrazione;
- Skid di reiniezione, costituito da un polmone di accumulo e da pompe (di solito una in funzione e una in back up) per la reiniezione nel pozzo destinato alla reiniezione.

A valle del polmone di accumulo dello *skid* di reiniezione, immediatamente prima delle pompe di reiniezione è previsto un sistema di iniezione di anticorrosivo, inibitore di ossigeno, *antiscale*, biocidi e disperdente. Tali additivi, il cui uso è previsto in quantitativi ridotti, hanno lo scopo di preservare la condotta dalle corrosioni ed evitare occlusioni per la crescita di cariche batteriche o di microrganismi nella formazione geologica.

Si precisa nuovamente, che la normativa italiana prevede la reiniezione in giacimento solo dell'acqua di strato (D.Lgs. 152 del 2006, art. 104 comma 3).

Anche la legge 239/2004 fa riferimento alla sola reiniezione delle acque di strato. La norma all'articolo 82 sexies stabilisce che: "Le attività finalizzate a migliorare le prestazioni degli impianti di coltivazione di idrocarburi, compresa la perforazione e la reiniezione delle acque di strato o della frazione gassosa estratta in giacimento, se effettuate a partire da opere esistenti e nell'ambito dei limiti di produzione ed emissione dei programmi di lavoro già approvati, sono soggette ad autorizzazione rilasciata dall'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia. Le autorizzazioni relative alla reiniezione delle acque di strato o

---

<sup>11</sup> Questi trattamenti sono previsti nell'Allegato 5, punto 3 - Deliberazione del Comitato Interministeriale 4 febbraio 1977 relativo alla tutela delle acque dall'inquinamento.

Come stabilito dal Consiglio di Stato, sezione V, con sentenza del 15 ottobre 2015, n. 4770, la Delibera del 4 febbraio 1977 contiene requisiti generali per lo scarico nel sottosuolo limitatamente alla immissione in unità geologiche profonde, occorre però precisare che essa era stata adottata per le ipotesi di smaltimento di effluenti industriali nel sottosuolo. Pertanto, tenuto conto che, in base alla normativa vigente il fluido reiniettato in giacimento non è un effluente industriale, ma è l'acqua che una volta estratta dal giacimento viene reimpressa in formazione previo processo di separazione meccanica dagli idrocarburi, si ritiene opportuno verificare quali disposizioni contenute nella Delibera possano trovare effettiva applicazione.

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

della frazione gassosa estratta in giacimento sono rilasciate con la prescrizione delle precauzioni tecniche necessarie a garantire che esse non possano raggiungere altri sistemi idrici o nuocere ad altri ecosistemi.”

I pozzi destinati alla reiniezione possono essere perforati intenzionalmente per tale scopo (pozzi dedicati) o possono essere ripristinati dal loro scopo originale (pozzi convertiti).

Essi devono essere realizzati in modo da garantirne la perfetta tenuta nell'attraversamento degli strati soprastanti e della roccia di copertura, escludendo ogni discontinuità che possa permettere il riflusso degli effluenti iniettati verso gli orizzonti più elevati e verso la superficie. Per controllare poi l'evoluzione dell'intasamento è necessario procedere con:

- la misura continua della pressione di iniezione;
- le misure periodiche di ricadute di pressione (fall-off tests) che permettano di calcolare la trasmissibilità della roccia serbatoio ed il coefficiente di effetto parietale.

Ulteriori controlli per il monitoraggio del pozzo sono riportati di seguito:

- l'eventuale corrosione del tubo di iniezione;
- l'eventuale presenza dei batteri solfato-riduttori;
- gli eventuali effetti idraulici e tettonici di iniezioni a lunga durata;
- l'eventuale insorgere di fughe.

Si riporta di seguito lo status attuale dei pozzi destinati alla reiniezione delle acque di strato nelle concessioni in essere:

*Tabella 2.1-6: Status pozzi di reiniezione nelle concessioni in essere*

NOME POZZO	FINALITA'	STATUS POZZI	AUTORITA' COMPETENTE PER L'AUTORIZZAZIONE	STATO DELL'AUTORIZZAZIONE (in corso/scaduta/in attesa di autorizzazione/in attesa di rinnovo)
<a href="#">AGOSTINO 021 DIR</a>	Scarico nel sottosuolo	Aperto e in esercizio (in prorogatio)	MITE - DG CreSS	Istanza di rinnovo n. 763 del 2013
<a href="#">AMELIA 003 DIR</a>	Scarico nel sottosuolo	Aperti in prorogatio, attualmente non utilizzati per reiniezione sospesa	MITE - DG CreSS	Istanza di rinnovo n. 579 del 2014
<a href="#">AMELIA 006 DIR</a>				
<a href="#">AMELIA 010 DIR</a>				
<a href="#">AMELIA 012 DIR</a>				
<a href="#">ANGELINA 001 APPR A</a>	Scarico nel sottosuolo	Aperto - in esercizio	Regione Emilia Romagna	Autorizzazione in corso - DET-AMB-2021-455 del 01/02/2021
<a href="#">BARBARA 052 DIR</a>	Scarico nel sottosuolo	Aperto - in esercizio	MITE - DG CreSS	Autorizzazione in corso : PNM.n.20719.28-09-2017

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

<a href="#">BARBARA 059 DIR C</a>	Scarico nel sottosuolo	Non allacciato, in attesa di autorizzazione	MITE - DG CreSS	Istanza di autorizzazione n.993 del 06/08/2019
<a href="#">BARBARA NORD 006 DIR</a>	Scarico nel sottosuolo	Aperti - in esercizio (in prorogatio)	MITE - DG CreSS	Istanza di rinnovo n. 791 del 24/06/2019
<a href="#">BARBARA NORD 013 DIR</a>				
<a href="#">CAVIAGA 057</a>	Scarico nel sottosuolo	Chiuso - in attesa di chiusura mineraria	Regione Lombardia	Autorizzazione: decreto n. 14988 del 5 agosto 2002. Nessun rinnovo. Reiniezione interrotta definitivamente a Settembre 2005
<a href="#">CAVONE 014</a>	Scarico nel sottosuolo	Aperto - in esercizio	Provincia di Modena	Rinnovo autorizzazione dal 18/12/2015 (prot. GP09-2016E0025 del 19/01/2016)
<a href="#">COSTA MOLINA 002</a>	Scarico nel sottosuolo	In esercizio	Regione Basilicata	Autorizzazione 75/A/2001/D1010 del 05/09/2001 e successive proroghe - in esercizio
<a href="#">GAGGIANO A</a>	Scarico nel sottosuolo	Chiuso - in attesa di chiusura mineraria		Produzione ferma dal 2003. Ritirate istanze di proroga sia del 2005 che del 2014. Oggi Eni è custode, concessione scaduta
<a href="#">GAGLIANO 026</a>	Scarico nel sottosuolo	Aperto	ARTA - DRA - Servizio 1	Istanza di autorizzazione (1465 del 14/11/2016)
<a href="#">GELA 018</a>	Scarico nel sottosuolo	Aperto	ARTA - DRA - Servizio 1	DDG 727 del 19/08/2019
<a href="#">GELA 025</a>	Scarico nel sottosuolo	Aperto	ARTA - DRA - Servizio 1	DDG 227 del 03/04/2019
<a href="#">MARIA A TERRA 007</a>	Scarico nel sottosuolo	Aperti - in esercizio	Città di Fermo	Autorizzazione in corso (provvedimento unico n. 137/2021; provvedimento unico n. 140/2021)
<a href="#">MARIA A TERRA 011</a>				
<a href="#">PALINO 007</a>	Scarico nel sottosuolo	Chiuso	Provincia Foggia	Autorizzazione 3848 del 06/12/2010 - scaduta non rinnovata - dal 2016 non in esercizio - scollegato
<a href="#">PALINO 015</a>	Scarico nel sottosuolo	Chiuso	Provincia Foggia	Autorizzazione 3827 del 02/12/2010 per 4 anni - scaduta non rinnovata - dal 2016 non in esercizio - scollegato

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

<a href="#">PISTICCI 009</a>	Scarico nel sottosuolo	Chiuso	Regione Basilicata	Autorizzazione 2504 del 17/05/1985 - non rinnovata dal 2000 - non in esercizio scollegato
<a href="#">PORTO CORSINI M E 034 DIR</a>	Scarico nel sottosuolo	Chiuso - in attesa di chiusura mineraria	MITE - DG CreSS	Nessun rinnovo. Piattaforma non più attiva. Interruzione reiniezione nel 2001.
<a href="#">PORTO CORSINI MARE W 023 DIR</a>	Scarico nel sottosuolo	Aperti in esercizio	MITE - DG CreSS	Autorizzazione in corso: n. 14000 del 25/06/2018
<a href="#">PORTO CORSINI MARE W 029 DIR</a>				
<a href="#">PORTO GARIBALDI 018 DIR</a>	Scarico nel sottosuolo	Aperto e in esercizio (in prorogatio)	MITE - DG CreSS	Istanza di rinnovo 581 del 27/06/2014
<a href="#">RAGUSA 008</a>	Scarico nel sottosuolo	Aperto	ARTA - DRA - Servizio 1	Istanza di autorizzazione (546 del 26/03/2018)
<a href="#">RAGUSA 015</a>	Scarico nel sottosuolo	Aperto	ARTA - DRA - Servizio 1	Istanza di autorizzazione (545 del 26/03/2018)
<a href="#">ROSETO 002</a>	Scarico nel sottosuolo	Chiuso	Provincia Foggia	Autorizzazione 901 del 30/03/2011 per 4 anni, scaduta non rinnovata - non in esercizio - scollegato
<a href="#">SPILAMBERTO 009</a>	Scarico nel sottosuolo	Chiuso	Provincia di Modena	Non in esercizio - Determina 133 del 2011
<a href="#">TORRENTE TONA 001 DIR</a>	Scarico nel sottosuolo	Aperto	Regione Molise	Autorizzazione in corso. Determinazione Dirigenziale n. 1871 in data 08/05/2019
<a href="#">TRECATE 002</a>	Scarico nel sottosuolo (recupero secondario)	Aperto attualmente non utilizzato	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot. n. 7882 del 04-03-2016
<a href="#">TRECATE 012</a>	Scarico nel sottosuolo (recupero secondario)	Aperto attualmente non utilizzato	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot. n. 7882 del 04-03-2016
<a href="#">TRECATE 013 DIR</a>	Scarico nel sottosuolo (recupero secondario)	Aperto attualmente non utilizzato	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot. n. 7882 del 04-03-2016
<a href="#">TRECATE 023</a>	Scarico nel sottosuolo (recupero secondario)	Chiuso	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot. n. 7882 del 04-03-2016
<a href="#">TRECATE B</a>	Scarico nel sottosuolo	Aperto attualmente non utilizzato	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot. n. 7882 del 04-03-2016
<a href="#">TRECATE C</a>	Scarico nel sottosuolo	Aperto - In esercizio	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot. n. 7882 del 04-03-2016



Infine, quando si esaurisce l'interesse minerario per un pozzo produttivo, quando cioè non esistono possibilità di intervento per il recupero alla produzione, il pozzo viene chiuso minerariamente. Questo si verifica in concomitanza di diverse situazioni:

- esaurimento del giacimento (comporta l'abbandono di tutti i pozzi e la bonifica totale del sito);
- termine della fase di produzione e conversione allo stoccaggio (abbandono dei pozzi non idonei allo stoccaggio perché marginali o non sufficientemente prestazionali);
- pozzi danneggiati il cui recupero non è economicamente giustificato;
- pozzi poco prestazionali per superamento della loro vita utile (mediamente pari a 50 anni).

Il pozzo viene abbandonato dal punto di vista minerario dopo la conclusione di procedure ed operazioni che ne comportano la chiusura mineraria. Per chiusura mineraria si intende l'attività di ripristino delle condizioni idrauliche precedenti l'esecuzione del foro al fine di isolare i livelli dai quali si sono prodotti gli idrocarburi.

Anche le chiusure minerarie sono eseguite utilizzando impianti (gli stessi o simili a quelli utilizzati per la perforazione o per i workover), per cui valgono le stesse considerazioni esposte in precedenza riguardo all'economicità di esecuzione di campagne per la chiusura mineraria di più pozzi. Anche le campagne e/o le singole chiusure minerarie devono essere programmate e autorizzate per cui può trascorrere un periodo di tempo, a volte abbastanza lungo, durante il quale il pozzo resta nello stato di pozzo produttivo non erogante fino alla sua chiusura mineraria.

La chiusura mineraria deve ripristinare le stesse condizioni idrauliche precedenti l'esecuzione del foro al fine di:

- evitare l'inquinamento delle acque dolci superficiali;
- evitare la fuoriuscita in superficie di fluidi di strato;
- isolare i fluidi di diversi strati ripristinando le chiusure di ciascuna formazione.

Questi obiettivi si raggiungono con l'uso combinato di:

- tappi di cemento: tappi di malta cementizia eseguiti in pozzo per sigillare il foro in più tratti a diverse profondità;
- squeeze di cemento: iniezione di cemento nei punti di comunicazione con il giacimento per chiudere definitivamente gli strati precedentemente perforati.

Al termine dei predetti lavori il pozzo viene posto sotto controllo per verificare la perfetta tenuta delle cementazioni e delle flange e l'assenza di pressioni dalle intercapedini tra le diverse tubazioni, viene quindi eseguito dalle Sezioni UNMIG un sopralluogo finale a seguito del quale viene redatto apposito verbale, e quindi l'area pozzo viene destinata alle operazioni di ripristino superficiale.

Dopo l'esecuzione dei tappi di chiusura mineraria, la testa del pozzo viene smontata. Lo spezzone di tubazione che fuoriesce dal terreno viene tagliato fino a 1.60/1.80 metri al di sotto del piano campagna originario e sul tubo viene saldata una apposita piastra di protezione chiamata "flangia di chiusura mineraria".

Dall'area precedentemente occupata dal pozzo, vengono rimosse tutte le attrezzature che possono provocare un impatto sull'ambiente circostante. Il sito, così dismesso, è soggetto al ripristino ambientale, procedura che consiste nella caratterizzazione ambientale (analisi del terreno per verificare eventuali contaminazioni e/o inquinamenti), e nell'eventuale bonifica della zona. Al termine della bonifica, l'area viene completamente rilasciata, non lasciando evidenza della precedente occupazione.

#### **2.1.4. La gestione degli impianti**

##### **Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)**

L'autorizzazione integrata ambientale prevede misure intese a evitare, ove possibile, o a ridurre le emissioni nell'aria, nell'acqua e nel suolo, comprese le misure relative ai rifiuti, per conseguire un livello elevato di protezione dell'ambiente salve le disposizioni sulla valutazione di impatto ambientale. Essa ha per oggetto la prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento proveniente dalle attività di cui all'allegato VIII della Parte Seconda del D.lgs. 152/06.

Attraverso tale procedura, l'esercizio delle installazioni per l'estrazione/trattamento di idrocarburi è autorizzato dal MITE per le attività offshore e dalle Regioni per le attività onshore, secondo quanto richiamato alla parte seconda del D.lgs. 152/2006. Al riguardo, si rileva che la pianificazione dei controlli presso le succitate attività, ai sensi di quanto previsto dall'art 29-decies comma 11-ter, deve essere almeno annuale ovvero semestrale per installazioni *“per le quali la precedente ispezione ha evidenziato una grave inosservanza delle condizioni di autorizzazione”*.

##### **Gestione dei rifiuti**

I rifiuti che derivano dalle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, compresi quelli conseguenti dalla dismissione delle installazioni dopo la cessata attività, sono assoggettati alle specifiche previsioni di cui al Piano di gestione dei rifiuti vigente nella Regione o Provincia Autonoma competente in cui insiste il titolo concessorio.

Al riguardo, la gestione dei rifiuti nel singolo impianto viene disciplinata dalla specifica autorizzazione ambientale prevista dal Piano predetto, secondo la quale sarà presumibilmente richiesto di condurre la stessa facendo utilizzo, ai fini del recupero e dello smaltimento delle tipologie di rifiuti prodotti, degli impianti individuati tramite l'applicazione della preferenza secondo il principio della prossimità dal luogo di produzione del rifiuto stesso.

Si richiama inoltre che in generale secondo quanto previsto dalla normativa ambientale di settore vigente, durante la gestione del sito autorizzato (in cui potranno essere presenti anche più installazioni e/o impianti per lo svolgimento dell'attività), i concessionari sono tenuti ad adottare tutte le precauzioni necessarie riguardo alla consegna e alla ricezione dei rifiuti per evitare o limitare per quanto praticabile gli effetti negativi sull'ambiente; in particolare l'inquinamento dell'aria, del suolo, delle acque superficiali e sotterranee, nonché odori, rumori e rischi diretti per la salute umana.

I rifiuti derivanti dalla gestione dell'attività e quelli autoprodotti sono prioritariamente da inviare a recupero ovvero da gestire secondo le specifiche indicazioni previste dalla parte IV Titolo I del D.lgs. n. 152/2006.

I rifiuti prodotti durante la gestione possono essere speciali, di tipo pericoloso o non pericoloso, e derivare prevalentemente da operazioni di pulizia dell'impianto e/o manutenzione delle apparecchiature, a cui si aggiungono i rifiuti urbani, qualora siano presenti attività civili (uffici, mensa, servizi igienici).

A titolo esemplificativo e non esaustivo, si riportano di seguito in tabella (Tabella 2.1-7: - *Tipologia di rifiuto e codice CER*) i rifiuti che possono essere prodotti dallo svolgimento dell'attività di coltivazione di idrocarburi, a cui è associato il corrispondente codice CER (ulteriori tipologie di rifiuti pericolosi e non pericolosi possono sussistere in base alla localizzazione, tipologia e modalità di gestione del giacimento in coltivazione).

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 2.1-7: - Tipologia di rifiuto e codice CER

Tipologia di rifiuto	Codice CER
Fanghi e rifiuti di perforazione contenenti cloruri, diversi da quelli menzionati in 01 05 05 e 01 05 06	01 05 08
Morchie da fondi di serbatoi	05 01 03*
Perdite di olio	05 01 05*
Fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature	05 01 06*
Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, contenenti sostanze pericolose	05 01 09*
Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, diversi da quelli di cui al punto 050109	05 01 10
Altri residui di filtrazione e assorbenti esauriti	07 01 10*
Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri olio non altrimenti specificati), stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose	15 02 02*
Rifiuti inorganici diversi da 16 03 03	16 03 04
Batterie al piombo	16 06 01*
Batterie al nichel cadmio	16 06 02*
Rifiuti liquidi acquosi diversi da quelli di cui alla voce 161001	16 10 02
Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	17 06 03*
Imballaggi in carta e cartone	15 01 01
Imballaggi in plastica	15 01 02
Imballaggi in legno	15 01 03
Imballaggi in materiali misti	15 01 06
Rifiuti urbani non differenziati	20 03 01
Materiale abrasivo di scarto contenente sostanze pericolose	12 01 16*
Oli per circuiti idraulici contenenti PCB	13 01 01*
Altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione	13 02 08*
Apparecchiature fuori uso, contenenti componenti pericolosi diversi da quelli di cui alle voci 160209 e 160212	16 02 13*

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

Sostanze chimiche organiche di scarto contenenti o costituite da sostanze pericolose	16 05 08*
Rifiuti ingombranti	20 03 07

Oltre a quanto sopra menzionato, si precisa che i residui o gli effluenti derivanti anche dalla gestione delle attività upstream, qualora contenenti radionuclidi di origine naturale (tra quali per es. acque di strato, acque di produzione, fanghi e fluidi di perforazione, incrostazioni in tubazioni e contenitori, ecc.) sono da gestire anche in coerenza con quanto previsto dal D.lgs. 101/2020.

Inoltre, anche gli eventuali rifiuti radioattivi prodotti nelle predette attività (es. radiotraccianti, sorgenti sigillate, ecc.) devono essere gestiti in coerenza con quanto previsto nel *Programma nazionale per la gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi*, definito con il DPCM del 30.10.2019 ai sensi dell'art. 7 del D.lgs. 45/2014, secondo le disposizioni per i rifiuti radioattivi di cui al D.lgs. 101/2020 nonché tenendo conto delle indicazioni della IAEA riportate nel Safety Report SRS-34 (2003) "*Radiation Protection and the Management of Radioactive Waste in the Oil and Gas Industry*".

### **Monitoraggi ambientali**

In tema di monitoraggi ambientali volti a valutare l'impatto ambientale derivante dallo scarico/reiniezione in mare delle acque di produzione delle piattaforme offshore si rimanda alla specifica sezione di cui al paragrafo 5.3.18 Qualità dell'ambiente marino-costiero del Rapporto Ambientale.

Contestualmente alle attività predette svolte da ISPRA e dalle ARPA, la DGISSEG del MiTE, attraverso la Sezione Laboratori chimici, mineralogici e servizi tecnici della DIV VII, ricomprende tra le proprie competenze anche quella dell'effettuazione di

- controlli sperimentali sui parametri riguardanti la prevenzione e la sicurezza nelle attività del settore energetico e minerario;
- campagne di ispezione, prelievo di campioni e analisi chimico-fisiche, effettuando sperimentazioni, ricerche e studi su campioni di sostanze minerali e materiali geologici provenienti dal settore estrattivo, inclusi i relativi materiali di recupero e rifiuti finalizzati anche al riuso;
- valutazioni e analisi sui progressi della tecnologia mineraria e sui nuovi campi di applicazione delle materie prime minerarie e sostanze derivate.

I Laboratori, inoltre, curano sia le istruttorie tecniche per il riconoscimento dell'idoneità all'impiego nelle attività estrattive di esplosivi e accessori detonanti, che le analisi riguardanti la classificazione mineraria di materiali solidi.

La DGISSEG si occupa anche di eseguire campagne per verificare la qualità del gas naturale prodotto e/o stoccato in Italia. I controlli, svolti dai funzionari della Divisione VII, consistono nel campionamento e nell'analisi del gas naturale prodotto presso le piattaforme offshore di produzione o presso le centrali di raccolta e trattamento prima dell'immissione nelle reti di distribuzione.

Le attività di verifica sugli impianti effettuate dalla DIV. VII in questi ultimi anni sono disponibili al seguente link <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/sicurezza/attivita-delle-sezioni-unmig-e-dei-laboratori-chimici-e-mineralogici>. Altre informazioni sono disponibili sui Rapporti Annuali pubblicati dalla Direzione.

**Proposta di nuove attività di monitoraggio/controllo ambientale a seguito del Piano**

Nell'ambito dell'approvazione del PITESAI e delle attività seguenti, anche nell'ottica del previsto piano di monitoraggio dello stesso, oltre alle attività di monitoraggio già in essere, il MITE in qualità di Amministrazione proponente potrà farsi promotore di protocolli di intesa e accordi di collaborazione istituzionale al fine di rafforzare e implementare le attività di monitoraggio necessarie per le finalità del PITESAI.

A tal proposito si richiama la disponibilità degli importi versati dalle società ai sensi dell'art. 6, comma 17, D.lgs. 152/2006, come da ultimo modificato dalla Legge 28/12/2015 n. 221. In particolare, il comma predetto prevede agli ultimi due periodi che *“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, rispettivamente, del Ministero dello sviluppo economico, per lo svolgimento delle attività di vigilanza e controllo della sicurezza anche ambientale degli impianti di ricerca e coltivazione in mare, e del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per assicurare il pieno svolgimento delle azioni di monitoraggio, ivi compresi gli adempimenti connessi alle valutazioni ambientali in ambito costiero e marino, anche mediante l'impiego dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA), delle Agenzie regionali per l'ambiente e delle strutture tecniche dei corpi dello Stato preposti alla vigilanza ambientale, e di contrasto dell'inquinamento marino.”*

Ad oggi i due Ministeri sono confluiti nel Ministero della Transizione Ecologica – MITE e gli importi sono distribuiti in parte alla Direzione generale per il clima, l'energia e l'aria (CLEA) e in parte alla DGISSEG che ha finanziato accordi di collaborazione con Enti di Ricerca, Istituti e Corpi dello Stato, con l'obiettivo di promuovere le attività di vigilanza e controllo per la sicurezza degli impianti a mare, e che potrebbe implementare per le finalità del monitoraggio ambientale conseguente al PITESAI anche con il supporto della Sezione dei Laboratori chimici, mineralogici e servizi tecnici della DIV VII.

La promozione da parte del MITE di proposte per la realizzazione ed il rafforzamento di tali possibili protocolli di collaborazione, nell'ottica della necessaria transizione ecologica da implementare, possono essere valutate in chiave di intervento sinergico al fine di potenziare anche le attività di controllo ambientale afferenti al sistema SNPA.

**Monitoraggio della Subsidenza e Sismicità svolte nell'ambito MITE**

In caso di rilascio dei nuovi titoli e nei casi riscontrati di proroga, Il Decreto Ministeriale 7 dicembre 2016 art. 13 prevede che vengano applicate gli indirizzi e le linee guida (ILG) alle concessioni individuate secondo i criteri degli ILG stessi. Come riportato al comma 2 del sopracitato articolo *“Gli «Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche» predisposto dal Gruppo di lavoro istituito con delibera 27 febbraio 2014 del Presidente della CIRM e pubblicato sul sito internet della DGS-UNMIG sono considerati specifiche tecniche avanzate.”*

Gli ILG nascono con l'esigenza di rispondere alla raccomandazione della Commissione ICHESE, in data 27 febbraio 2014, quando è stato istituito nell'ambito della Commissione tecnica consultiva del MISE (CIRM) un Gruppo di lavoro (GdL) con il compito di fornire indicazioni e linee guida operative utili all'Amministrazione per il monitoraggio delle attività di sottosuolo. Il 24 novembre dello stesso anno il GdL ha presentato la prima versione completa del documento ILG Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della

sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche per l'avvio di una prima fase sperimentale su campi pilota rappresentativi delle diverse casistiche riguardanti la produzione di olio con reiniezione di acqua, lo stoccaggio di gas naturale e la produzione geotermica. Il documento definisce le caratteristiche delle reti di monitoraggio da realizzare e le prestazioni che queste devono garantire. (<https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/sicurezza/geomonitoraggi/linee-guida>).

Il documento rappresenta gli indirizzi e i criteri generali per la formulazione di buone pratiche, da applicare alle singole concessioni in funzione delle caratteristiche del sito e del progetto di reiniezione, estrazione o stoccaggio ([https://unmig.mise.gov.it/images/docs/85\\_238.pdf](https://unmig.mise.gov.it/images/docs/85_238.pdf)).

In particolare, il documento raccomanda l'applicazione con questa modalità: il *“MiSE valuterà, caso per caso, tenuto conto della variabilità della situazione geologico-strutturale e della sismicità naturale del territorio, ove applicarle con particolare riferimento all'applicazione in via sperimentale prioritariamente (i) alle attività antropiche, nuove e in corso, che prevedono la reiniezione in sotterraneo dei fluidi di strato separati dagli idrocarburi prodotti; (ii) allo stoccaggio di gas naturale in sotterraneo”* (rif. Cap.1 e 2). Inoltre, gli stessi ILG, riportano che *“si ritiene che le indicazioni delle presenti Linee Guida non si debbano applicare, in via generale, nei casi di produzioni marginali di gas anidro e olio a profondità minori di 2 km, in quanto le attività svolte nell'ambito di tali specifiche condizioni non risultano sufficienti a determinare variazioni significative nei parametri monitorati. Per produzioni marginali si intendono quelle in giacimenti con riserve originarie inferiori a 300 milioni di m<sup>3</sup> standard di gas o a 30 milioni di barili di olio. Per queste produzioni rimangono comunque opportuni i monitoraggi delle deformazioni del suolo”*.

Quindi, successivamente alla pubblicazione del documento, è stata avviata una fase di sperimentazione per la quale sono stati indicati alcuni siti pilota relativi a diverse attività di tipo antropico: 1) il campo di CASAGLIA - Concessione di coltivazione di risorse geotermiche FERRARA di competenza regionale; 2) il campo di CAVONE - Concessione di coltivazione di idrocarburi con reiniezione di acqua di stato – MIRANDOLA; e 3) il campo di MINERBIO - Concessione di stoccaggio di gas naturale MINERBIO STOCCAGGIO. Per l'avvio delle sperimentazioni nei siti di Minerbio e di Cavone sono stati siglati due protocolli operativi rispettivamente il 5 maggio e il 16 novembre 2016. Per quanto riguarda Casaglia, poiché l'avvio della sperimentazione degli ILG era richiesto nell'ambito della riassegnazione della concessione, ha subito dei ritardi dovuti al contestuale procedimento. La società ha presentato, quindi, un programma di monitoraggi che ha ricevuto un parere positivo della Commissione giudicatrice. ARPAE ha rinnovato quindi la concessione FERRARA con Det-Amb ARPAE n. 5446 del 22/10/2018 e il progetto di monitoraggi, presentato da ENEL Green Power SpA per il procedimento di VIA, ha avuto parere positivo in data 23/10/2018 (Deliberazione di Giunta della Regione Emilia-Romagna n. 1861 del 05/11/2018). Attualmente, è in via di definizione la firma dell'Accordo Quadro per l'applicazione del monitoraggio ai sensi della sperimentazione degli ILG.

Un altro sito sottoposto alle attività di sperimentazione è quello della concessione di Gorgoglione (campo Tempa Rossa), vicina alla concessione di Val D'Agri. Per questa concessione di coltivazione di idrocarburi senza reiniezione, la cui coltivazione è appena iniziata, è stato siglato un Accordo di sperimentazione in data 30/11/2018 da MISE, Regione Basilicata, INGV, Total E&P Italia. L'Accordo di durata due anni, ha subito dei ritardi e quindi durante la sua vigenza ha permesso l'insediamento del Comitato e una prima riunione di presentazione delle attività avvenuta ad ottobre 2020. Non sono stati ancora siglati i documenti relativi al “Regolamento di funzionamento del Comitato” al “Protocollo di Trasmissione” e al Documento Tecnico dei monitoraggi con relativa valutazione di congruità che dovrà essere effettuata dal MISE sentito il parere della CIRM. Ad oggi, l'Accordo è scaduto e sarà da rinnovare.

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

I suddetti accordi di sperimentazione per il loro avvio hanno portato all'istituzione di un Comitato formato da rappresentanti della DGISSEG, da un rappresentante della Regione, da un rappresentante del Centro di Monitoraggio delle attività di Sottosuolo dell'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia designato come Società preposta al Monitoraggio (SPM) e da un rappresentante del titolare della concessione.

Nell'ambito dei lavori dei Comitati sono stati prodotti i seguenti documenti:

- il Regolamento di funzionamento;
- il protocollo di trasmissione dati;
- il documento tecnico relativo all'implementazione della rete redatto dalla SPM.

Inoltre al fine di avere un quadro più chiaro relativo allo stato dei monitoraggi delle concessioni in Italia e valutare un possibile costo dell'implementazione delle reti ai sensi degli ILG, il MISE ha avviato un lavoro di ricerca con OGS nel 2016, nell'ambito degli accordi del programma CLYPEA, riguardante un censimento sui monitoraggi esistenti e l'individuazione di gap di implementazione rispetto ai requisiti previsti dagli ILG. In particolare, è stato redatto un primo censimento sulle caratteristiche tecniche dei monitoraggi che attualmente vengono effettuati, una valutazione rispetto a quanto indicato dagli ILG, una definizione degli upgrade da effettuare ed infine una valutazione indicativa dei costi di adeguamento del monitoraggio sismico agli ILG (vedi tabella 1). Essa fornisce una prima utile indicazione circa il potenziale impatto economico dell'applicazione degli ILG.

Ad avvaloramento delle sperimentazioni in corso, nel 2017, è stato siglato l'Accordo Quadro per la sperimentazione dei monitoraggi della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro alla concessione Val D'Agri; l'INGV è stato designato come SPM anche per i monitoraggi della concessione Val D'Agri.

*Tabella 2.1-8: Stato delle reti di monitoraggio sismico, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro delle concessioni di coltivazione di idrocarburi e di stoccaggio al 2016 (risultato del censimento del monitoraggio già effettuato dagli Operatori - ricerca condotta da OGS nell'ambito di CLYPEA "Network per la sicurezza offshore", 2016).*

Concessioni	Reti di monitoraggio					Attività
	Sismico	Deformazione del suolo			Pressioni di poro	
		Geodetico GNSS	InSAR	Livellazioni geodetiche di precisione		
CELLINO STOCCAGGIO	X	X	X		X	Stoccaggio di gas naturale
COLLALTO STOCCAGGIO	X			X	X	Stoccaggio di gas naturale
SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO		X	X	X	X	Stoccaggio di gas naturale
MIRANDOLA	X				X	Coltivazione di idrocarburi

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

VAL D'AGRI	X	X	X		X	Coltivazione di idrocarburi
CAPO COLONNE	X	X	X	X	X	Coltivazione di idrocarburi
BORDOLANO STOCCAGGIO	X	X	X		X	Stoccaggio di gas naturale
BRUGHERIO STOCCAGGIO			X		X	Stoccaggio di gas naturale
CORTEMAGGIORE STOCCAGGIO	X	X	X	X	X	Stoccaggio di gas naturale
FIUME TRESTE STOCCAGGIO	X	X	X		X	Stoccaggio di gas naturale
MINERBIO STOCCAGGIO	X	X	X		X	Stoccaggio di gas naturale
RIPALTA STOCCAGGIO	X		X		X	Stoccaggio di gas naturale
SABBIONCELLO STOCCAGGIO	X		X		X	Stoccaggio di gas naturale
SETTALA STOCCAGGIO	X	X	X		X	Stoccaggio di gas naturale e coltivazione di idrocarburi
SERGNANO STOCCAGGIO	X	X	X		X	Stoccaggio di gas naturale
SILLARO				X	X	Coltivazione di idrocarburi

Nonostante l'avvio della sperimentazione sui 4 siti indicati abbia permesso di ampliare notevolmente lo stato di conoscenze e controllo sul tema del monitoraggio della sismicità indotta, tuttavia gli accordi siglati sono stati avviati in via transitoria<sup>12</sup> individuando di volta in volta con accordo tra le parti, la Struttura Preposta al Monitoraggio (SPM) di questi siti, in capo agli INGV con l'eccezione della concessione geotermica di Ferrara, e utilizzando un fondo regionale/comunale.

<sup>12</sup> **Cap. 2 - Indirizzi e Linee Guida** "... Nella fase transitoria che precede l'auspicata istituzione di un fondo presso il Mise e al fine di non posticipare sine die l'attuazione del monitoraggio delle concessioni, nell'interesse pubblico generale, al Cap. 9.2 è indicata una possibile modalità per garantire la maggiore separazione possibile tra il Concessionario e il soggetto che effettua il monitoraggio".

Cap. 9 par. 9.1 - Indirizzi e Linee Guida "... nelle more dell'istituzione di un fondo finalizzato all'affidamento diretto dei monitoraggi da parte del Mise, si propone di seguire in via transitoria seguenti indirizzi per l'individuazione di tale struttura."



*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

La possibilità di operare in regime transitorio così come riportato al Cap. 2 e al Cap 9 par. 9.1 degli Indirizzi e Linee Guida ha contribuito in modo lungimirante a poter sviluppare la prima fase di sperimentazione.

Tuttavia, per poter applicare in modo lineare ed esaustivo quanto auspicato dalle linee guida nonché previsto dal D.M. 7 dicembre 2016 art. 13, permane l'urgenza di applicare quanto previsto al Cap. 2 degli Indirizzi e Linee Guida ove si riporta che: “per meglio garantire l'indipendenza del soggetto preposto al monitoraggio rispetto al titolare della concessione di coltivazione e stoccaggio, si suggerisce di prevedere, se del caso anche attraverso un opportuno strumento normativo, l'istituzione presso il Mise di un apposito fondo, alimentato dai Concessionari, con cui il Mise stesso potrà curare direttamente l'affidamento dei monitoraggi mediante procedure pubbliche”.

Al fine di avviare in modo significativo tali azioni per il monitoraggio delle attività minerarie, in accordo con gli elevati standard degli Indirizzi e Linee Guida e per dare risposta all'urgente richiesta di Amministrazioni locali (comunali e regionali) e degli operatori salvaguardando la sicurezza, l'efficacia e l'efficienza nell'ambito dell'iter procedurale per il rilascio dei titoli minerari come auspicato, **si ritiene improrogabile l'istituzione di un fondo per l'affidamento diretto dei monitoraggi presso il Ministero della Transizione Ecologica – MITE, mediante apposito intervento di modifica normativa.**

Ad ogni buon fine, si riporta anche che sarà ripresa a breve dalla DGISSEG l'attività di aggiornamento degli Indirizzi e linee guida, così come previsto dagli ILG stessi che prevedevano un aggiornamento a valle di:

- **Esperienza acquisita** nella prima fase sperimentale di applicazione delle ILG sui **campi pilota**, rappresentativi delle diverse casistiche (Cavone: estrazione di idrocarburi e iniezione delle acque di strato; Casaglia: estrazione e iniezione di fluidi geotermici; Minerbio: stoccaggio di gas naturale).
- Di uno **studio di fattibilità, comprensivo dei costi di realizzazione e di gestione a regime**, per tutti i campi produttivi in cui è realizzata la reiniezione e per gli altri casi che si suggerisce di considerare in prima istanza, ovvero concessioni per l'estrazione in cui siano presenti reiniezione (Cavone) e concessioni per lo stoccaggio di gas naturale (Minerbio).

### **2.1.5. La dismissione delle infrastrutture minerarie**

In base alla normativa vigente di rango primario, a fine vita del giacimento, o comunque alla “fine” (scadenza, decadenza, rinuncia, etc.) di un titolo minerario, è prevista la fase di dismissione, che consiste nella chiusura mineraria dei pozzi, nello smantellamento di impianti, infrastrutture (anche piattaforme, se in ambito marino) e nel successivo ripristino ambientale, di modo che si riporti la situazione *ante operam*.

*Tabella 2.1-9: Principali attività di dismissione delle diverse infrastrutture presenti nei giacimenti*

Infrastruttura	MARE	TERRA	FREQUENZA DI UTILIZZO * non in ogni concessione ** in ogni concessione (mare o terra)	Attività principali per la dismissione
<b>Pozzi</b>	X	X	**	Chiusura mineraria rimozione testa pozzo
<b>Area Pozzo</b>		X	**	Smantellamento delle infrastrutture,

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

				Ripristino ambientale e/o rifunzionalizzazione dell'area
<b>Piattaforma o Testa pozzo sottomarina</b>	X		**	Chiusura mineraria e rimozione della testa pozzo
<b>Impianti di compressione</b>	X	X	*	Rimozione (ed eventuale ricondizionamento)
<b>Centrale di trattamento</b>	X	X	*	Rimozione o rifunzionalizzazione dell'area
<b>Condotte esterne</b>	X	X	**	Rimozione e riciclo dei materiali
<b>Condotte interrato</b>		X	*	Inertizzazione, rimozione e riciclo dei materiali o rifunzionalizzazione
<b>Condotte sottomarine</b>	X		**	Inertizzazione, rimozione e riciclo dei materiali o rifunzionalizzazione
<b>Altre facilities (centri di ricerca e laboratori, alloggi, uffici, magazzini, ...)</b>	X	X	*	Variabile in base alla destinazione successiva dell'area

La **dismissione delle infrastrutture a terra** è disciplinata dalla normativa mineraria e prevede la chiusura mineraria del pozzo, lo smantellamento delle infrastrutture (centrale, impianti, condotte, altre infrastrutture, moduli alloggi e uffici) che potranno essere riutilizzati, previo ricondizionamento o riciclati come materiali. La chiusura mineraria comporta l'isolamento degli intervalli produttivi, la messa in sicurezza del pozzo tramite opportuni tappi di cemento all'interno del casing, il recupero della parte più superficiale dei casing e la cementazione a giorno del foro. Infine, segue il ripristino delle aree pozzo (ad esempio con rimozione di cemento, asfalto delle piazzole, etc.) associata alla verifica della necessità di eventuali bonifiche.

La chiusura mineraria dei pozzi è regolata dalle norme minerarie ed è autorizzata dalla sezione UNMIG territorialmente competente su istanza dell'operatore. A conclusione delle operazioni è redatto verbale di chiusura mineraria. Le successive operazioni di ripristino dei luoghi sono sempre autorizzate dalle Sezioni previa intesa con la Regione interessata ai sensi dell'accordo procedimentale Stato-Regioni del 24/04/2001. A conclusione delle operazioni di ripristino si procede alla restituzione del suolo ai proprietari ed alla cancellazione del titolo minerario dall'elenco dei titoli vigenti.

---

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

**Regio Decreto 1443/1927**

---

23. Sono **pertinenze della miniera** gli edifici, **gli impianti fissi interni o esterni**, i pozzi, le gallerie, nonché i macchinari, gli apparecchi e utensili **destinati alla coltivazione della miniera**, le opere e gli impianti destinati all'arricchimento del minerale. Sono considerati come mobili i materiali estratti, le provviste, gli arredi.
35. Se la concessione non sia rinnovata, il concessionario deve, alla scadenza del termine, fare consegna della miniera e delle sue pertinenze all'Amministrazione. **Il concessionario ha diritto soltanto di ritenere con le cautele all'uopo stabilite dall'ingegnere capo del distretto minerario, gli oggetti destinati alla coltivazione che possano essere separati senza pregiudizio della miniera.**
38. Il concessionario che intenda rinunciare alla concessione deve farne dichiarazione al Ministro per l'economia nazionale, senza apporvi condizione alcuna. Dal giorno in cui è stata presentata la dichiarazione di rinuncia, **il concessionario è costituito custode della miniera ed è tenuto a non fare più lavori di coltivazione mineraria, né a variarne in qualsiasi modo lo stato. L'ingegnere capo del distretto minerario verifica lo stato della miniera e prescrive i provvedimenti di sicurezza e di conservazione che crede necessari. In caso di inosservanza ne ordina l'esecuzione d'ufficio, a spese del concessionario**
- 

**DPR 886/1979**

---

**63. Chiusura mineraria dei pozzi.**

La chiusura mineraria di un pozzo deve essere autorizzata dall'ingegnere capo della sezione Idrocarburi.

**Salvo eccezione autorizzata da quest'ultimo, sentiti i Ministeri della marina mercantile e della difesa-Marina, la parte della tubazione di rivestimento o altra installazione che emerga dal fondo marino deve essere totalmente rimossa.**

---

Per quanto riguarda la **dismissione delle infrastrutture a mare**, ai giacimenti di idrocarburi esauriti o comunque non utilizzabili si applica il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministro per i Beni e le Attività Culturali 15 febbraio 2019, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 57 dell'8 marzo 2019, recante *"Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse"*.

Tali Linee Guida stabiliscono le procedure, comprensive dei tempi e delle modalità da seguire, per la dismissione mineraria delle piattaforme e delle infrastrutture connesse già utilizzate per la coltivazione da giacimenti di idrocarburi esauriti o comunque non utilizzabili, o non suscettibili di assicurare ulteriormente

produzione in quantità commerciale nell'ambito delle concessioni minerarie disciplinate dal decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, al fine di assicurare la qualità e la completezza della valutazione dei relativi impatti ambientali e nel rispetto degli obiettivi della Strategia marina, di cui al decreto legislativo 13 ottobre 2010, n. 190.

In particolare, si applicano alla dismissione mineraria delle piattaforme di produzione, piattaforme di compressione, piattaforme di transito ed infrastrutture connesse a servizio di impianti minerari nell'ambito di concessioni minerarie per la coltivazione di giacimenti di idrocarburi situate nel mare territoriale e nella piattaforma continentale.

L'art. 5 delle Linee Guida prevede che *“le società titolari di concessioni minerarie comunicano entro il 31 marzo di ogni anno al Ministero dello sviluppo economico DGS-UNMIG, alla Sezione UNMIG competente e alla DGSAIE l'elenco delle piattaforme i cui pozzi sono stati autorizzati alla chiusura mineraria e che non intendono utilizzare ulteriormente per attività minerarie [...]”*.

Il MiTE - DGISSEG, previo parere tecnico rilasciato dalla Sezione UNMIG competente, valuta se nell'elenco ricevuto sono inserite piattaforme e infrastrutture connesse con condizioni strutturali ed impiantistiche tali da consentirne il riutilizzo, e, acquisiti i pareri degli altri uffici del MiTE e del Ministero dei beni e delle attività culturali per gli aspetti di competenza, pubblica sul BUIG e sul proprio sito web, entro il 30 giugno di ogni anno, l'elenco delle piattaforme e infrastrutture connesse in dismissione mineraria che devono essere rimosse secondo le procedure previste dalle stesse linee guida. Nell'elenco predetto, sono altresì indicate, ferme le valutazioni di competenza del MiTE e del Ministero dei beni e delle attività culturali, le piattaforme e le infrastrutture connesse che, a seguito della verifica prevista, possono essere riutilizzate.

**In deroga a quanto sopra, può essere autorizzato da parte dell'amministrazione competente un riutilizzo alternativo, quando siano accertati determinati requisiti e garanzie** (art. 8, comma 2 e all'art. 11, commi 4, 5 e 6 delle L.G.), **o una rimozione parziale delle piattaforme o delle infrastrutture connesse**.

Secondo l'art. 8 delle Linee Guida, le società o gli enti interessati al riutilizzo di una piattaforma e/o della infrastruttura connessa in dismissione mineraria di cui all'elenco predetto pubblicato dal MiTE entro il 30 giugno, presentano entro dodici mesi dalla pubblicazione stessa dell'elenco, al MITE-DGAECE e DGISSEG, alla Capitaneria di porto, all'Amministrazione competente e ove previsto agli enti territoriali interessati, una istanza completa del progetto di riutilizzo. Tale istanza è pubblicata sul BUIG del mese successivo alla data di presentazione dell'istanza medesima. In particolare si evidenzia che i tempi ed i modi della rimozione della piattaforma e/o della infrastruttura connessa in dismissione mineraria di cui all'elenco predetto sono regolati dalle disposizioni dell'art. 13 delle Linee Guida, secondo il quale la società titolare della concessione presenta, alla Sezione UNMIG competente per territorio, l'istanza per l'autorizzazione alla rimozione, allegando il progetto di rimozione entro dieci mesi:

- dalla pubblicazione dell'elenco delle piattaforme od infrastrutture connesse in dismissione che devono essere rimosse e non possono essere riutilizzate (art. 5, commi 3 e 4, delle L.G.);
- dal termine di cui all'art. 8, comma 1, delle L.G. in assenza di istanze per il riutilizzo;
- dalla notifica della determinazione di conclusione negativa del procedimento di autorizzazione unica del progetto di riutilizzo.

Il progetto di rimozione di una piattaforma e delle infrastrutture connesse in dismissione è predisposto dalla società titolare della concessione secondo le indicazioni ed i contenuti di cui all'allegato 2 delle Linee guida.

Al fine di assicurare la qualità e la completezza della valutazione dei relativi impatti ambientali, sia nei casi di dismissione mineraria, sia nei casi di riutilizzo, sono previsti opportuni meccanismi finalizzati a

valutare la necessità di sottoporre i progetti alle procedure di verifica di assoggettabilità a VIA ovvero di VIA, a norma del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, o a nessuna procedura.

Il titolare che ottiene l'autorizzazione alla rimozione delle piattaforme e delle infrastrutture connesse trasmette alla Sezione UNMIG competente ed all'Agenzia per la Protezione dell'Ambiente territorialmente competente una relazione trimestrale durante l'esecuzione dei lavori di rimozione ed una relazione finale nel termine di sei mesi dagli stessi, comprensiva dei risultati dei monitoraggi effettuati in attuazione del progetto di monitoraggio ambientale predisposto in precedenza.

**Al termine dei lavori di dismissione è fatto obbligo, laddove necessario, sulla base degli esiti dei monitoraggi ambientali predetti, procedere al ripristino ambientale dello stato dei luoghi interessati dai lavori di rimozione della piattaforma e delle infrastrutture connesse.**

L'art. 18 delle Linee Guida introduce infine la procedura del ripristino dell'area, che prevede che la Sezione UNMIG competente, previo sopralluogo congiunto con la Capitaneria di porto competente, verifica la rimozione della piattaforma e delle infrastrutture in dismissione, così come prevista dal progetto di rimozione autorizzato, accertando la messa in sicurezza di tutta l'area, e redige l'**attestazione di cessazione dell'attività mineraria**.

Constatata, tuttavia, in fase di prima applicazione, l'eccessiva lunghezza dell'iter di dismissione delle piattaforme, come attualmente regolamentato dalle Linee Guida di cui al D.M. 15/02/2019, sono allo studio presso la DGISSEG proposte di modifica, per semplificare e ridimensionare i tempi del processo di decommissioning a quanto strettamente necessario per la predisposizione delle relative istanze di dismissione e/o riutilizzo.

In particolare si prevede che possa essere presentata dal concessionario istanza di dismissione:

- 1) senza dover "costituire" l'elenco delle piattaforme da comunicare entro il 31 marzo di ogni anno, ma tutte le volte ove ne ricorrano le condizioni;
- 2) senza dover acquisire preventivamente l'autorizzazione alla chiusura mineraria dei pozzi per poter avviare il procedimento di dismissione, prevedendo piuttosto che la richiesta di tale autorizzazione sia presentata contestualmente alla istanza di dismissione in modo da attivare simultaneamente il relativo iter che consenta di effettuare valutazioni parallelamente tenendo presente anche le peculiarità di ogni specifico progetto di dismissione o di potenziale riutilizzo alternativo.
- 3) Inoltre, sarà da prevedere che dalla pubblicazione/comunicazione da parte del MISE (ora MITE) delle piattaforme e infrastrutture connesse da dismettere, segnalate come passibili di riutilizzo, decorreranno i 5 mesi (e non più 12 mesi) per la presentazione di eventuali istanze di riutilizzo, scaduti i quali la società titolare delle infrastrutture da dismettere dovrà presentare entro 5 mesi (e non più 10 mesi) istanza di rimozione.

L'intento è quindi quello sostanzialmente di accelerare il decommissioning delle piattaforme tramite la razionalizzazione dei tempi di conclusione dell'iter amministrativo per la dismissione mineraria, riducendoli a quanto effettivamente necessario per la predisposizione delle relative istanze/progetti.

Sarà in ogni caso consentito il termine finale di massimo 5 anni per la conclusione delle attività di dismissione e di massimo 10 anni per il completamento delle attività di ripristino dei luoghi.

Ricorre altresì la necessità di chiarire che l'art. 4 delle Linee Guida precisa che la "Chiusura mineraria dei pozzi" si applica ad un pozzo sterile, o esaurito o comunque non utilizzabile, o non suscettibile di

assicurare ulteriormente produzione in quantità commerciale, che deve essere chiuso secondo la procedura prevista dal decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886, e dalle indicazioni del Ministero dello sviluppo economico (ora MiTE). Nell'ambito delle operazioni predette di chiusura mineraria, la colonna di rivestimento, le colonne intermedie e la colonna di produzione devono essere rimosse al di sotto del fondo marino mediante taglio e recupero.

Quanto sopra evidenzia che la dismissione non è pertanto legata alla fine della concessione, ma deve essere realizzata man mano che le infrastrutture diventano inutilizzabili e l'attività mineraria si avvia alla cessazione; tuttavia i tempi di finalizzazione del decommissioning non sono mai celeri spesso a causa di lungaggini procedurali, problematiche tecniche varie o anche per inerzia del titolare.

Si specifica a tal proposito che la normativa di settore prevede che già nel programma dei lavori legato al titolo minerario, e approvato in sede di conferimento del titolo medesimo, deve essere incluso il programma di ripristino dei luoghi, ponendo in capo alla Società che detiene il titolo minerario l'obbligo di dismissione/ripristino e restituzione dei siti, in qualità di titolare o, cessato il titolo minerario, come custode; è inoltre previsto un meccanismo di fidejussioni/garanzie che l'operatore deve rilasciare al fine di "garantire" appunto lo Stato in merito alla realizzazione di tali attività di dismissione e ripristino ambientale ed è infine prassi dell'Amministrazione prescrivere alle Società, nei decreti di conferimento dei titoli minerari e in quelli di proroga, soprattutto in quelli di più recente emanazione, di provvedere ad un'adeguata programmazione delle chiusure minerarie dei pozzi, da effettuarsi alla fine della vita produttiva degli stessi, e al ripristino delle aree, ad attività lavorativa cessata. Si richiama infine che l'abbandono delle piattaforme e delle infrastrutture connesse è vietato.

L'Amministrazione sta comunque lavorando nel senso di rendere quanto più coercitivi gli obblighi degli operatori in materia di decommissioning, anche mediante proposte normative, tra cui quella già presentata ed in fase di conversione in legge del D.L. 71/2021, finalizzata a semplificare e ridurre i tempi di chiusura e dismissione delle attività minerarie. In particolare la proposta prevede un riordinamento delle fasi del procedimento di chiusura mineraria, separando le fasi procedurali caratterizzate da aspetti puramente tecnici, che restano preliminari e di competenza Statale, dalle fasi di ripristino ambientale e restituzione dei luoghi, che sono e restano di competenza regionale. In sostanza tale riordino da un lato anticipa l'atto di cancellazione mineraria, anticipazione di rilevante importanza nell'ottica di attuazione del Piano per la Transizione; dall'altro viene data piena autonomia alle Regioni per gli aspetti di ripristino ambientale, senza più la necessità della formalizzazione dell'intesa e dei tempi per questa necessari. Infine, aspetto di rilevante importanza, restano confermati gli obblighi e le responsabilità del titolare in qualità di custode, ai sensi nella normativa mineraria fino alla completa restituzione dei luoghi senza vincoli derivanti dalla pregressa attività.

In ogni caso, non si ritiene opportuno applicare, o meglio risolutivo, il concetto generalizzato di considerare prioritaria la dismissione delle piattaforme la cui ubicazione geografica risulti interdotta alle attività upstream (ovvero strutture entro le 12 miglia marine, nelle aree protette, etc...) al fine di minimizzare possibili interferenze derivanti dal decommissioning, stante che il processo normativo che conduce alla dismissione delle infrastrutture minerarie delle concessioni di coltivazione di idrocarburi in essere, non segue logiche di "assemblamenti" di piattaforme che si trovano in condizioni simili quali l'insistenza in aree con il medesimo vincolo ambientale, piuttosto si ritiene che sia da verificare, come specificatamente descritto nel documento di Piano, se le infrastrutture minerarie trovandosi tutte, o alcune di esse, all'interno di aree definite, nella c.d. situazione "ante operam", come potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca, sono riferite a concessioni in stato di improduttività continuativa da più di 5 anni (quale soglia temporale di

improduttività, definita in funzione anche delle risultanze dell'applicazione del criterio ambientale). In quanto le eventuali concessioni di coltivazione vigenti in mare che, alla data di adozione del PiTESAI, sono nella predetta situazione di improduttività continuativa, secondo i contenuti del Piano stesso, restano in vigore fino alla scadenza, senza alcuna possibilità di ottenere eventuali ulteriori proroghe, in quanto non rispettano i criteri ambientali, economici e sociali di cui al PiTESAI, e sono dichiarate non compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, dovendo quindi procedere alle operazioni di dismissione e ripristino dei luoghi.

Si sottolinea inoltre che le piattaforme attualmente in disamina di possibile dismissione secondo le linee guida DM febbraio 2019 sono ancora poche per attribuire alle stesse un criterio di priorità di dismissione, ma qualora praticabile all'interno dei previsti interventi di modifica al DM di febbraio 2019, si potrà comunque approfondire la possibilità di conferire prevalenza alla dismissione delle piattaforme insistenti o vicino alle aree protette, verificando attentamente l'introduzione di meccanismi valutativi riguardo il rapporto costi/benefici in termini di opzioni.

Si evidenzia che le Linee Guida in parola costituiscono, ad oggi, un primo passo concreto per il raggiungimento di uno degli obiettivi di politica energetica nel settore upstream, che è quello di identificare le migliori tecnologie disponibili per la dismissione mineraria, compatibili sotto i profili ambientali e sociali, oltre che tecnicamente ed economicamente sostenibili, e valutare anche eventuali usi alternativi innovativi, in un'ottica di economia circolare e crescita blu.

Una applicazione estensiva delle Linee Guida nella versione che sarà adottata con le modifiche illustrate in precedenza, potrà avere tra l'altro un'importante valenza economica per le attività connesse e conseguenti, diventando un potenziale volano per l'economia locale dei territori interessati da tali attività; le stesse consentirebbero l'apertura per un medio periodo di nuovi cantieri, con la creazione di nuovi posti di lavoro, sia per la dismissione delle piattaforme a fine vita che per la valorizzazione delle stesse in chiave non estrattiva.

### **2.1.6. Il possibile riutilizzo delle infrastrutture minerarie**

Un giacimento di idrocarburi, raggiunta la fine vita di tutti o alcuni livelli, e/o parte delle infrastrutture realizzate per la relativa produzione, può essere convertito ad altro uso. Nel caso di gas naturale, fin dagli anni 70, verificate le condizioni tecnico-economiche, alcuni giacimenti esauriti in terraferma sono stati utilizzati come siti di stoccaggio di gas naturale (in Italia sono in operazione e produttive circa una decina di concessioni di stoccaggio). Altri possibili utilizzi, qualora sussistano i caratteri entalpici che ne giustificano l'economicità, sono la produzione di energia geotermica o i sistemi di teleriscaldamento basati sulla geotermia. Altresì negli ultimi anni sono in sperimentazione, sistemi di stoccaggio in sotterraneo di CO<sub>2</sub> o di idrogeno.

Informazioni disponibili sull'argomento sono riportati nell'Appendice A.

Un giacimento di idrocarburi e/o parte delle sue infrastrutture, raggiunta la fine vita di tutti o alcuni livelli, può essere convertito ad altro uso.

In particolare, si riportano di seguito alcuni riferimenti normativi specifici per le relative attività.

Nel caso di gas naturale, fin dagli anni 70, verificate le condizioni tecnico-economiche, alcuni giacimenti esauriti in terraferma sono stati utilizzati come siti di stoccaggio di gas naturale (in Italia sono in operazione e produttive circa una decina di concessioni di stoccaggio in base alle relative normative di riferimento:

Legge 26 aprile 1974 n. 170, Decreto Ministeriale 21 gennaio 2011 e relativo decreto direttoriale attuativo del 4 febbraio 2011, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 che modifica la Legge 26 aprile 1974, n. 170). Altri possibili utilizzi dei pozzi a terra, qualora sussistano i caratteri entalpici che ne giustifichino l'economicità, sono la produzione di energia geotermica o i sistemi di teleriscaldamento basati sulla geotermia (ai sensi della normativa vigente di riferimento: Decreto Legislativo 11 febbraio 2010, n. 22, modificato dal Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 e dall'articolo 28 del Decreto Legge 18 ottobre 2012, n. 179).

Per quanto riguarda la possibilità di riutilizzo delle piattaforme in mare altrimenti destinate alla dismissione si fa riferimento a quanto stabilito dal D.M. del 15 febbraio 2019 con il quale sono state emanate le Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse.

Altresì negli ultimi anni sono in sperimentazione, in alcune parti del mondo (non in Italia ove sono pervenute solo poche proposte di progetti al vaglio dell'Amministrazione), sistemi di stoccaggio in sotterraneo di CO<sub>2</sub> (si citano a titolo di esempio i casi in esercizio dei siti di *Sleipner (Mare del Nord)*, *Snohvit (mare di Barents)*, *Northern Lights CCS (Norvegia)*, *Weyburn (Canada)* e *In Salah (Sahara algerino)* e, su scala minore, con finalità dimostrative, *Lacq (Francia)*, *Compostilla (Spagna)*, *Schwarze Pumpe (Germania)*).

Per quanto riguarda lo stoccaggio geologico dell'idrogeno, è una delle opzioni di riutilizzo delle infrastrutture minerarie attualmente studiate, alla luce del ruolo strategico che potrà ricoprire l'H<sub>2</sub> nell'ambito della transizione energetica e nel raggiungimento degli obiettivi del PNIEC, su cui tuttavia non sono ancora stati ultimati tutti gli studi necessari in Italia e all'estero per l'avvio di casi studio.

Proprio a questo scopo è utile sottolineare che il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza - PNRR pubblicato prevede futuri investimenti anche in ricerca e applicazione nell'ambito della Missione 2 relativa a "Rivoluzione verde e transizione ecologica", che tramite la componente 2 su "energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile" prevede, al fine di raggiungere la progressiva decarbonizzazione di tutti i settori, investimenti e riforme per incrementare decisamente la penetrazione di rinnovabili, tramite soluzioni decentralizzate e utility scale (incluse quelle innovative ed offshore) e rafforzamento delle reti (più smart e resilienti) per accomodare e sincronizzare le nuove risorse rinnovabili e di flessibilità decentralizzate, e per decarbonizzare gli usi finali in tutti gli altri settori, con particolare focus su una mobilità più sostenibile e sulla decarbonizzazione di alcuni segmenti industriali, includendo l'avvio dell'adozione di soluzioni basate sull'idrogeno (in linea con la EU Hydrogen Strategy).

Sempre nella Componente 2, particolare rilievo è dato alle filiere produttive. L'obiettivo è quello di sviluppare una leadership internazionale industriale e di conoscenza nelle principali filiere della transizione, promuovendo lo sviluppo in Italia di supply chain competitive nei settori a maggior crescita, che consentano di ridurre la dipendenza da importazioni di tecnologie e rafforzando la ricerca e lo sviluppo nelle aree più innovative (fotovoltaico, idrolizzatori, batterie per il settore dei trasporti e per il settore elettrico, mezzi di trasporto). In particolare, nell'ambito della componente 2 (C.2.3. PNRR) sono previste specifiche misure ed interventi di incentivazione per promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno incluso anche lo stoccaggio, utilizzando per la produzione aree/siti industriali dismessi, tra cui è possibile considerare i siti delle ex concessioni di coltivazione di idrocarburi a fine vita in dismissione.

Nel chiarire che le proposte di riutilizzo riportate non sono oggetto specifico di mandato del Piano in parola, che si limita a "fornire le indicazioni per un possibile riutilizzo", considerato il carattere di frontiera di questi



argomenti e non esistendo ancora analisi approfondite in campo economico, giuridico, ambientale, si fa presente che alcuni spunti informativi sugli studi in corso e sulle potenziali ricerche che potranno essere sviluppate nel prossimo futuro sul tema del riutilizzo delle infrastrutture a mare sono riportate nell'Appendice A.

È utile sottolineare, come precedentemente riportato, che il D.M. 15 febbraio 2019, stabilisce le procedure, comprensive dei tempi e delle modalità da seguire, per la dismissione mineraria o per l'eventuale riutilizzo delle piattaforme e delle infrastrutture connesse già utilizzate per la coltivazione da giacimenti di idrocarburi esauriti o comunque non utilizzabili, o non suscettibili di assicurare ulteriormente produzione in quantità commerciale nell'ambito delle concessioni minerarie. L'art. 5 delle Linee Guida prevede al comma 1 che "le società titolari di concessioni minerarie comunicano entro il 31 marzo di ogni anno l'elenco delle piattaforme i cui pozzi sono stati **autorizzati alla chiusura mineraria e che non intendono utilizzare ulteriormente per attività minerarie** [...]". La DGISSEG, previo parere tecnico rilasciato dalla Sezione UNMIG competente, valuta se nell'elenco ricevuto sono inserite piattaforme e infrastrutture connesse delle quali le condizioni strutturali e degli impianti possano consentire il riutilizzo, e, acquisiti i pareri dei competenti Uffici del Ministero per la transizione ecologica (DGCReSS) e del Ministero della cultura per gli aspetti di rispettiva competenza, pubblica sul BUIG e sul proprio sito web, entro il 30 giugno di ogni anno, l'elenco delle piattaforme e infrastrutture connesse in dismissione mineraria che devono essere rimosse secondo le procedure previste dalle stesse Linee Guida. Nell'elenco predetto, sono altresì indicate, ferme le valutazioni dei competenti uffici del MITE (ex MATTM) e del Ministero della cultura, le piattaforme e le infrastrutture connesse che, a seguito della verifica prevista, possono essere riutilizzate.

Pertanto, il piano di monitoraggio del PITESAI, potrà altresì seguire e verificare anche l'andamento e la situazione connessa delle piattaforme in dismissione mineraria o in eventuale riutilizzo (o verifica di riutilizzo) secondo le Linee Guida predette (in fase di aggiornamento per come già illustrato).

#### STUDI RELATIVI AD ATTIVITÀ DI RICONVERSIONE DELLE PIATTAFORME IN MARE PER USI DI ACQUACOLTURA, SCOPI TURISTICO RICREATIVI E ATTIVITÀ DI VALENZA SCIENTIFICA.

La ricerca di soluzioni ottimali per gestire il problema del decommissioning dal punto di vista ambientale e socio-economico, favorendo ove possibile il riutilizzo delle strutture, è stata oggetto di intensa discussione e di evoluzioni normative (cfr. Forum "Futuro delle Piattaforme Offshore" promosso e coordinato dal Ministero dello Sviluppo Economico (attuale MiTE) e disciplinato nel Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019 "Linee guida nazionali per la dismissione delle piattaforme per la coltivazione degli idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse") e coinvolge, talora in maniera rilevante, la gestione dello spazio marittimo, sia per le aree direttamente occupate dalle strutture che per l'interazione con altre attività che possono essere potenzialmente sinergiche o conflittuali con le strutture da dismettere. Il problema è stato affrontato all'interno dell'ultimo volume pubblicato del BUIG MARE 3 (scaricabile a questo link [https://unmig.mise.gov.it/images/buig/BUIG-II\\_Mare-Terza\\_edizione.pdf](https://unmig.mise.gov.it/images/buig/BUIG-II_Mare-Terza_edizione.pdf)) dove si riporta che l'individuazione di soluzioni innovative di riutilizzo, attualmente in fase di analisi attraverso vari progetti di ricerca e sperimentazione, può favorire lo sviluppo di nuovi settori e nuove attività e la valorizzazione e riconversione di competenze maturate nel settore dell' oil & gas tradizionale. Questo quadro di riferimento è stato utilizzato dall'Iniziativa BLUEMED e dalla Coordination and Support Action (CSA) che ne sviluppa visione e contenuti, coinvolgendo 11 partner di 9 Paesi dell'Europa mediterranea, per individuare ed indirizzare priorità ed azioni di Ricerca e Innovazione in grado di incidere concretamente ed efficacemente sul processo di sviluppo dell'economia del mare, la cosiddetta "crescita blu", a scala mediterranea e di singolo Paese, con prospettiva di lungo termine e attenzione agli aspetti ambientali e sociali.

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

Al riguardo si citano gli studi promossi dall'ex MiSE negli ultimi anni in materia di riutilizzo delle infrastrutture offshore e i lavori promossi nell'ambito del programma CLYPEA relativi a:

- possibile riutilizzo delle infrastrutture offshore per attività di valenza scientifica quali ad esempio per lo studio e il monitoraggio della subsidenza (Poluzzi L., Cenni N., Gandolfi S., Macini P., Tavasci L., 2018 in Allegato BUIG MARE) e della sismicità (di Costanza A., D'Anna G., Devoti R., Fertitta G., Palano M., Pezzo G., Serpelloni E., 2018 in Allegato Buig Mare);
- possibile riutilizzo delle infrastrutture offshore per attività di estrazione di minerali preziosi e desalinizzazione dell'acqua di mare a supporto della produzione di acqua potabile per isole che non ne hanno facile accesso (Lamberti A., Pedico A., Bianco S., Periolatto M., Tresso E., Pirri C. 2018)

Sul possibile riutilizzo a scopi di acquacoltura e attività turistico/ricreative (e.g., pesca sportiva, turismo subacqueo), non sono stati promossi progetti da parte dell'ex MISE (non essendo materia di competenza) tuttavia, si riportano a titolo di esempio, alcuni studi ed utilizzi nel mondo:

- Piattaforma petrolifera riconvertita in un centro abitabile (Malesia) progetto sviluppato dagli architetti Ku Yee Kee e Hor Sue Wern, risultato finalista dello Skyscraper Competition 2011 (Fonte:Chometemporary);
- Progetto di riuso di una piattaforma come parco divertimenti in Malesia (Seadventures Dive Resort per i subacquei <http://www.sipadan.com/Seaventures.php>).

A ciascuna di queste idee di studio e ricerca dovrà seguire un'attenta analisi della fattibilità economico, giuridico e ambientale che dovrà rispondere alla vigente normativa in materia (D.M. 15 febbraio 2019 ) rispondendo caso per caso delle peculiarità del progetto proposto attraverso l'espressione del parere di tutte le Amministrazioni competenti.

#### STUDI RELATIVI ALLA RICONVERSIONE DELLE PIATTAFORME IN MARE PER LO STOCCAGGIO DELLA CO<sub>2</sub> E DELL'IDROGENO.

In riferimento alle attività di stoccaggio di CO<sub>2</sub> e di idrogeno, richiamando che le attuali politiche internazionali ed europee su questi temi ne riconoscono un ruolo importante per quanto riguarda il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni in atmosfera e la produzione di energia da fonti rinnovabili, si richiama che a livello nazionale, studi e ricerche su questo fronte sono già oggetto di programmi di ricerca quali 'Mission Innovation' e 'Strategia idrogeno', proprio con l'intento di perfezionare le conoscenze in merito alle barriere tecnologiche, all'economicità dei progetti e ad uno sviluppo normativo.

Oltre a questi programmi specifici, alcune iniziative sono nate anche nel contesto della promozione di studi per la sicurezza delle attività di produzione di idrocarburi offshore nell'ambito del programma CLYPEA, proprio con l'intento di coniugare la prossima dismissione degli impianti con un possibile riutilizzo a supporto della transizione energetica.

Tra questi si cita il progetto appena avviato (agosto 2020) con il Politecnico di Torino e il centro di competenza SEASTAR – "Sustainable Energy Applied Sciences, Technology & Advanced Research" relativamente allo studio di riconversione delle piattaforme offshore anche per lo stoccaggio di CO<sub>2</sub> o del mix gas naturale idrogeno al fine di produrre energia rinnovabile (visita il link <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/materie-primarie/valorizzazione-del-patrimonio-minerario/198-notizie-stampa/2036144-al-via-presso-il-centro-seastar-lo-studio-di-progetti-di-ricerca-per-la-transizione-energetica>).

Alla luce di tale progetto saranno valutate le migliori opzioni tecnologiche, sarà effettuata un'attenta valutazione del rischio associato a fluidi infiammabili quali appunto l'H<sub>2</sub>, saranno valutate particolari condizioni sismiche al contorno e contestualizzato il tutto nel quadro di riferimento giuridico attuale.

I risultati di questi studi potranno essere tenuti in conto al momento dello sviluppo di una normativa specifica sull'idrogeno o qualora sia valutata l'effettiva implementazione di un progetto di stoccaggio di CO<sub>2</sub> in mare (ai sensi della normativa vigente).

Tuttavia, queste stesse considerazioni non possono essere parte del PiTESAI sia per lo stato delle conoscenze non ancora del tutto sviluppato, sia poiché esse non rientrano nell'oggetto specifico di regolamentazione del Piano ovvero la prospezione, l'esplorazione e la produzione di idrocarburi.

## **2.2. Stato attuale delle attività e inquadramento territoriale**

### **2.2.1. La cartografia mineraria e i dati di monitoraggio relativi alle istanze e titoli minerari**

L'inquadramento territoriale attuale dei titoli minerari vigenti è rappresentato in via sintetica nella Carta dei titoli minerari esclusivi per ricerca, coltivazione e stoccaggio di idrocarburi prodotta mensilmente dal servizio cartografico della DGISSEG Divisione III - Analisi, programmazione e studi settore energetico e georisorse, è pubblicata sul sito web DGISSEG-UNMIG ed è allegata al numero del BUIG del mese di pubblicazione. Al 30 giugno 2021 il quadro è rappresentato in Figura 2.2-1.

Il dettaglio è pubblicato nelle tavole allegate al Bollettino Ufficiale per gli Idrocarburi e le Georisorse (BUIG) con cui si rendono pubblici, aggiornati ogni mese, i dati relativi allo stato delle istanze e dei titoli minerari. Inoltre, ogni mese il webgis UNMIG ed il sito UNMIG riportano in formato *opendata* i relativi dati a cui si rimanda per qualsiasi aggiornamento ed ulteriori dettagli:

- <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/webgis-dgs-unmig>
- <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi>.

Annualmente i dati statistici sono sintetizzati nel rapporto annuale dell'UNMIG:

- <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/informazioni/pubblicazioni/rapporto-annuale>

L'ultimo pubblicato è il "Databook 2021" - Attività dell'anno 2020 contenente i dati al 31 dicembre 2020.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

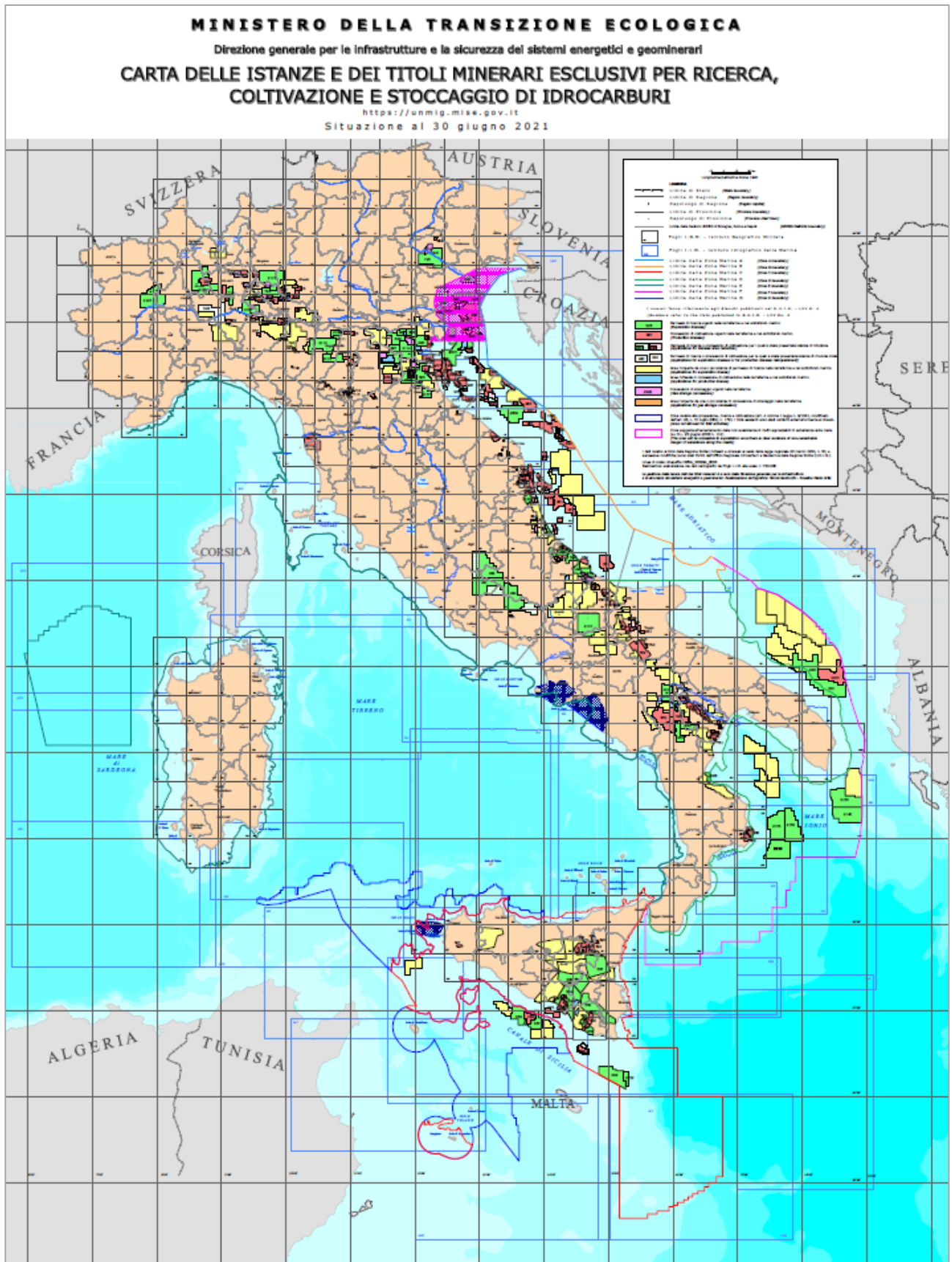


Figura 2.2-1: Carta delle istanze e dei titoli minerari al 30 giugno 2021 [Fonte: MISE-DGISSEG Div. III, 2021]

**3.3.1.a - Il quadro delle istanze e titoli minerari a mare*****Il quadro delle istanze per il conferimento di nuovi titoli minerari a mare***

Ai sensi della Legge 11 febbraio 2019 n. 12, art. 11-ter, commi 6-8 e s.m.i., tutti i procedimenti amministrativi relativi alle istanze di permesso di prospezione o di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi, ivi inclusi quelli di valutazione di impatto ambientale, sono sospesi dal 13 febbraio 2019 fino al 30 settembre 2021.

Al 30 giugno 2021 risultano presentate n. 5 istanze di permesso di prospezione in mare, di cui in corso di valutazione ambientale presso il MITE<sup>13,14</sup>

Rispetto alla data del 13 febbraio 2019, il numero delle istanze di permesso di prospezione in mare presentate è rimasto invariato.

Le aree ricoperte da istanze di permesso di ricerca, campite convenzionalmente in giallo nella Carta dei titoli minerari, rappresentano un procedimento amministrativo in corso per l'ottenimento di un permesso di ricerca, pertanto in queste aree non insiste nessun tipo di attività, né sono presenti infrastrutture.

Al 30 giugno 2021 risultano presentate n. 24 istanze di permesso di ricerca in mare, di cui alcune in corso di valutazione ambientale presso il MITE<sup>14</sup>.

Rispetto alla data del 13 febbraio 2019, il numero delle istanze di permesso di ricerca in mare presentate è diminuito di n. 1 unità.

Le aree ricoperte da istanze di concessione di coltivazione, campite convenzionalmente in azzurro nella Carta dei titoli minerari ufficialmente pubblicata in allegato al Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse, sono indicative del procedimento amministrativo in corso per l'ottenimento di una concessione di coltivazione, nel caso in cui il pozzo esplorativo perforato nel permesso di ricerca abbia dato esito positivo e individuato un nuovo giacimento da mettere in produzione.

Le norme introdotte dalla richiamata Legge n. 12/2019 prevedono espressamente che la sospensione dei procedimenti per il conferimento di nuovi titoli minerari non si applichi ai procedimenti relativi al conferimento di concessioni di coltivazione di idrocarburi pendenti alla data di entrata in vigore della legge medesima.

Al 30 giugno 2021 risulta in corso di esame presso il MITE solo n. 1 istanza di concessione di coltivazione in mare.

Rispetto alla data del 13 febbraio 2019, il numero delle istanze di concessione di coltivazione in mare presentate è diminuito di n. 3 unità (a seguito di rinuncia da parte delle società interessate).

---

<sup>13</sup> Per quanto riguarda le aree ricoperte da istanze di permesso di prospezione (non riportate nella Carta dei titoli minerari pubblicata in allegato al B.U.I.G.), sono indicative solo di un procedimento amministrativo in corso per l'ottenimento di un permesso di prospezione ed in queste aree non insiste nessun tipo di attività, né sono presenti infrastrutture.

<sup>14</sup> Per precisi aggiornamenti sullo stato dei procedimenti di VIA si rimanda al sito ufficiale del MiTE <https://va.minambiente.it/it-IT>.

**Il quadro dei titoli minerari vigenti a mare**

Le aree ricoperte da **permessi di ricerca**, campite convenzionalmente in verde nella Carta dei titoli minerari ufficialmente pubblicata in allegato al Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse, possono essere interessate da attività di acquisizione di dati geofisici e/o dalla perforazione di uno o più pozzi esplorativi per l'individuazione di un eventuale nuovo giacimento.

Ai sensi della Legge 11 febbraio 2019 n. 12, art. 11-ter, commi 6-8 e ss.mm.iii, i permessi di ricerca sono sospesi dal 13 febbraio 2019 fino al 30 settembre 2021, con conseguente interruzione delle attività di prospezione e ricerca in corso di esecuzione, fermo restando l'obbligo di messa in sicurezza dei siti interessati dalle stesse attività.

Al 30 giugno 2021 risultano vigenti n. 20 permessi di ricerca in mare<sup>15</sup> per una superficie totale pari a 8.872,10 Km<sup>2</sup>

Rispetto alla data del 13 febbraio 2019, il numero dei permessi di ricerca in mare si è ridotto di n. 6 unità per una riduzione complessiva di 1.831,23 Km<sup>2</sup>.

Tabella 2.2-1: Distribuzione tra le zone marine dei permessi di ricerca conferiti in mare

Zone marine	Permessi al 30 giugno 2021		Permessi al 19 febbraio 2019	
	Numero	Superficie Km <sup>2</sup>	Numero	Superficie Km <sup>2</sup>
ZONA A	8	1.787,48	9	1.889,24
ZONA B	1	423,70	5	1.495,98
ZONA C	4	755,87	4	755,87
ZONA D	3	415,53	3	415,53
ZONA E	0	0,00	0	0,00
ZONA F	8	4.836,94	8	4.836,94
ZONA G	2	652,58	3	1.309,77
TOTALE	20	8.872,10	26	10.703,33

I titoli afferenti a due o più zone sono conteggiati più volte, una per ciascuna zona.

<sup>15</sup> <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/elenco-dei-titoli-minerari-vigenti> - DGS-UNMIG - Ministero dello sviluppo economico - 2021

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

Le aree ricoperte da **concessioni di coltivazione**, campite convenzionalmente in rosso nella Carta dei titoli minerari ufficialmente pubblicata in allegato al Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse, sono interessate da attività inerenti alla produzione di idrocarburi, come ad esempio la realizzazione di pozzi di sviluppo e di centrali di raccolta e trattamento. Sono occupate da infrastrutture quali pozzi, condotte, centrali, piattaforme.

Ai sensi della Legge 11 febbraio 2019 n. 12, art. 11-ter, commi 6-8 e ss.mm.iii, le attività di coltivazione di idrocarburi in essere proseguono senza alcuna sospensione.

Al 30 giugno 2021 risultano vigenti n. 61 concessioni di coltivazione in mare<sup>16</sup>, per una superficie totale pari a 6.442,45 Km<sup>2</sup>. Il numero di concessioni si è ridotto di 5 unità rispetto a quelle vigenti alla data del 13 febbraio 2019, con una superficie complessiva ridotta di circa 1.621,57 km<sup>2</sup>, per via della avvenuta autorizzazione a diverse operazioni di riduzione delle aree di alcune concessioni sia su istanza di parte, che su input del Ministero.

Nelle Zone A e B sono concentrate l'81% delle concessioni di coltivazione conferite in mare.

*Tabella 2.2-2: Distribuzione tra le zone marine delle concessione di coltivazione conferite in mare*

Zone marine	Concessioni al 30 giugno 2021		Concessioni al 19 febbraio 2019	
	Numero	Superficie Km <sup>2</sup>	Numero	Superficie Km <sup>2</sup>
ZONA A	33	3.026,24	37	3.885,02
ZONA B	20	2.193,38	20	2.649,65
ZONA C	3	404,51	3	659,51
ZONA D	3	90,87	3	129,67
ZONA E	0	0,00	0	0,00
ZONA F	2	581,85	2	594,57
ZONA G	1	145,60	1	145,60
TOTALE	61	6.442,45	66	8.064,02

I titoli afferenti a due o più zone sono conteggiati più volte, una per ciascuna zona.

<sup>16</sup> <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/elenco-dei-titoli-minerari-vigenti> - DGS-UNMIG – Ministero dello sviluppo economico - 2021

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

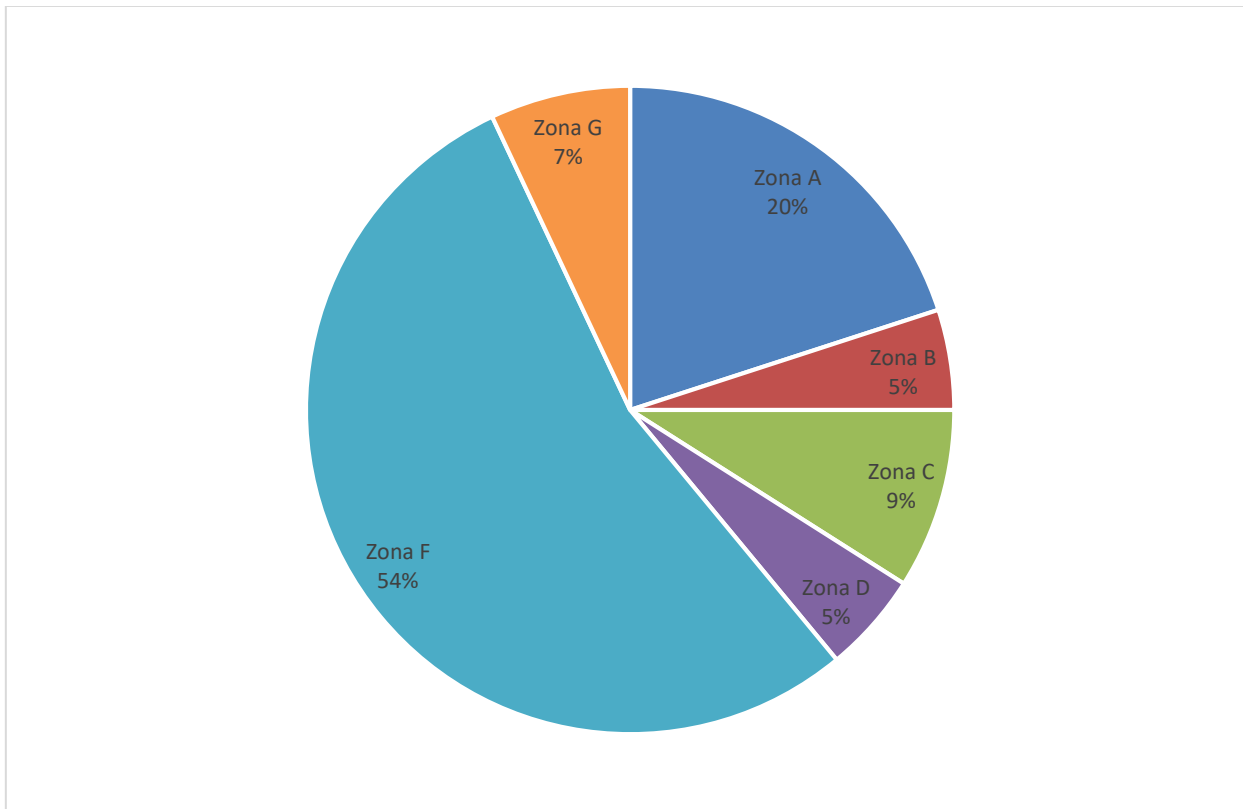


Figura 2.2-2: Distribuzione tra le zone marine delle superfici dei permessi di ricerca al 30 giugno 2021

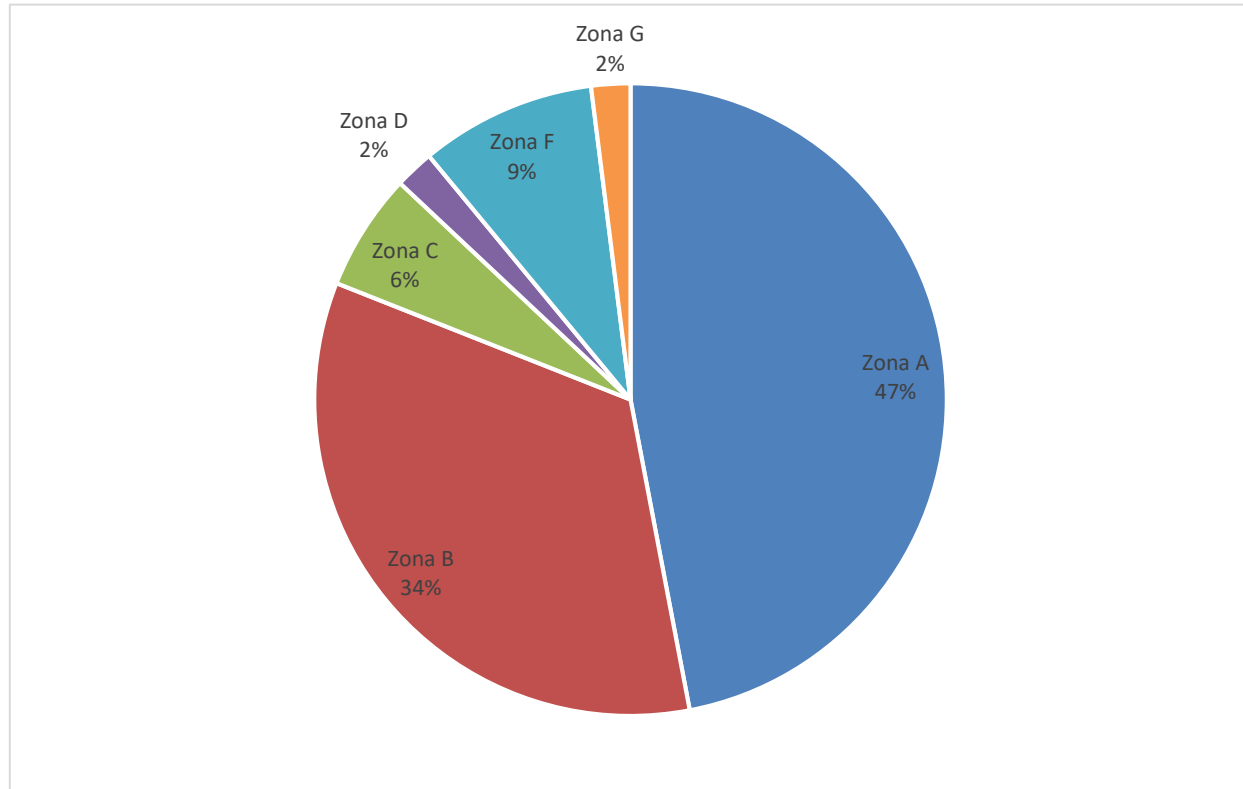


Figura 2.2-3: Distribuzione tra le zone marine delle superfici delle concessioni di coltivazione al 30 giugno 2021



### **3.3.1.b – Il quadro delle istanze e titoli minerari in terraferma**

#### ***Il quadro delle istanze per il conferimento di nuovi titoli minerari in terraferma***

Le aree ricoperte da **istanze di permesso di ricerca**, campite convenzionalmente in giallo nella Carta dei titoli minerari, sono indicative solo di un procedimento amministrativo in corso per l'ottenimento di un permesso di ricerca ed in queste aree non insiste nessun tipo di attività, né sono presenti infrastrutture.

Ai sensi della Legge 11 febbraio 2019 n. 12, art. 11-ter, commi 6-8 e ss.mm.ii, tutti i procedimenti amministrativi relativi alle istanze di permesso di prospezione o di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi, ivi inclusi quelli di valutazione di impatto ambientale, sono sospesi dal 13 febbraio 2019 fino al 30 settembre 2021.

Al 30 giugno 2021 risultano presentate n. 50 istanze di permesso di ricerca in terra, di cui in corso di valutazione ambientale presso il MITE<sup>14</sup>. A queste vanno conteggiate separatamente anche n. 9 istanze di permesso in Sicilia<sup>17</sup>.

Rispetto alla data del 13 febbraio 2019, il numero delle istanze di permesso di ricerca in terraferma presentate si è ridotto di n. 4 unità a seguito della rinuncia alle istanze da parte dell'operatore.

Non vi sono, invece, istanze di permesso di prospezione a terra.

Le aree ricoperte da **istanze di concessione di coltivazione**, campite convenzionalmente in azzurro, sono indicative del procedimento amministrativo in corso per l'ottenimento di una concessione di coltivazione, nel caso in cui il pozzo esplorativo perforato nel permesso di ricerca abbia dato esito positivo e individuato un nuovo giacimento da mettere in produzione.

Le norme introdotte dalla richiamata Legge n. 12/2019 prevedono espressamente che la sospensione dei procedimenti per il conferimento di nuovi titoli minerari non si applichi ai procedimenti relativi al conferimento di concessioni di coltivazione di idrocarburi pendenti alla data di entrata in vigore della legge medesima.

Al 30 giugno 2021 risultano presentate n. 5 istanze di concessione di coltivazione a terra, di cui in corso di valutazione presso il MITE<sup>14</sup>. A queste vanno conteggiate separatamente anche n. 2 istanze di concessione in Sicilia<sup>8</sup>.

Rispetto alla data del 13 febbraio 2019, il numero delle istanze di concessione di coltivazione in terraferma presentate è rimasto invariato.

#### ***Il quadro dei titoli minerari vigenti in terraferma***

Le aree ricoperte da **permessi di ricerca** possono essere interessate da attività di acquisizione di dati geofisici e/o dalla perforazione di uno o più pozzi esplorativi per l'individuazione di un eventuale nuovo giacimento.

Ai sensi della Legge 11 febbraio 2019 n. 12, art. 11-ter, commi 6-8 e ss.mm.iii, i permessi di ricerca sono sospesi dal 13 febbraio 2019 fino al 30 settembre 2021, con conseguente interruzione delle attività di prospezione e ricerca in corso di esecuzione, fermo restando l'obbligo di messa in sicurezza dei siti interessati dalle stesse attività.

---

<sup>17</sup> In Sicilia, per la sola terraferma, in virtù dello statuto speciale della regione, la competenza normativa e amministrativa è completamente autonoma. I dati riportati sono forniti dal competente ufficio regionale.

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

In particolare, al 30 giugno 2021 risultano vigenti<sup>18</sup> n. 37 permessi di ricerca in terraferma per un totale di 12.377,61 Km<sup>2</sup>, a cui vanno conteggiati separatamente per la Sicilia<sup>19</sup> n. 6 permessi di ricerca per complessivi 2.794,12 Km<sup>2</sup>.

Rispetto alla data del 13 febbraio 2019, il numero dei permessi di ricerca in terraferma si è ridotto di n. 9 unità con una riduzione complessiva di 3.242,80 Km<sup>2</sup> (se si tiene in conto anche la Sicilia, il decremento totale è di n. 10 unità).

*Tabella 2.2-3: Distribuzione tra Regioni dei permessi di ricerca conferiti in terraferma*

Regioni	Permessi al 30 giugno 2021		Permessi al 19 febbraio 2019	
	Numero	Superficie Km <sup>2</sup>	Numero	Superficie Km <sup>2</sup>
ABRUZZO	8	1.761,30	9	2.124,67
BASILICATA	5	745,64	6	910,68
CAMPANIA	1	104,40	2	802,90
EMILIA ROMAGNA	14	3.057,91	15	3081,78
LAZIO	3	1.664,55	4	1933,52
LOMBARDIA	7	1.890,63	11	2.878,86
MARCHE	1	101,30	3	360,44
MOLISE	2	647,56	2	647,56
PIEMONTE	3	1.180,57	5	1.656,25
VENETO	1	525,25	1	525,25
TOTALE	37	11.679,11	46	14.921,91

I titoli afferenti a due o più regioni sono conteggiati più volte, una per ciascuna regione.

Le aree ricoperte da **concessioni di coltivazione**, sono interessate da attività inerenti alla produzione di idrocarburi, come ad esempio la realizzazione di pozzi di sviluppo e di centrali di raccolta e trattamento. Sono occupate da infrastrutture quali pozzi, condotte e centrali di trattamento.

Ai sensi della Legge 11 febbraio 2019 n. 12, art. 11-ter, commi 6-8 e ss.mm.iii, le attività di coltivazione di idrocarburi in essere proseguono senza alcuna sospensione.

<sup>18</sup> <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/elenco-dei-titoli-minerari-vigenti> - DGS-UNMIG - Ministero dello sviluppo economico - 2021

<sup>19</sup> In Sicilia, per la sola terraferma, in virtù dello statuto speciale della regione, la competenza normativa e amministrativa è completamente autonoma. I dati riportati sono forniti dal competente ufficio regionale.

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

Al 30 giugno 2021 risultano vigenti<sup>20</sup> n. 111 concessioni di coltivazione in terraferma, per una superficie totale pari a 5.397,44 Km<sup>2</sup>. A queste vanno conteggiate separatamente per la Sicilia n. 13 concessioni di coltivazione per complessivi 567,47 Km<sup>2</sup>.

Il numero delle concessioni di coltivazione in terraferma è inferiore di 5 unità rispetto a quelle vigenti alla data del 13 febbraio 2019, e la superficie complessiva delle concessioni di coltivazione in terraferma al 30 giugno 2021 si è ridotta di 2.714,90 Km<sup>2</sup> rispetto a quella del 13 febbraio 2019.

Si evidenzia come nelle Regioni Emilia-Romagna, Basilicata, Lombardia e Marche sia concentrato circa il 66% delle superfici delle concessioni di coltivazione conferite in terraferma.

*Tabella 2.2-4: Distribuzione tra Regioni delle concessioni di coltivazione conferite in terraferma*

Regioni	Concessioni al 30 giugno 2021		Concessioni al 19 febbraio 2019	
	Numero	Superficie Km <sup>2</sup>	Numero	Superficie Km <sup>2</sup>
ABRUZZO	7	209,52	7	341,78
BASILICATA	18	1.427,79	19	1.939,54
CALABRIA	2	68,19	3	103,21
EMILIA ROMAGNA	36	987,62	37	1.676,09
FRIULI VENEZIA GIULIA	1	0,06	1	0,99
LAZIO	1	12,88	1	41,14
LOMBARDIA	17	892,20	17	998,14
MARCHE	18	623,72	19	1.035,93
MOLISE	6	141,68	7	329,33
PIEMONTE	1	72,85	1	77,76
PUGLIA	11	641,57641,58	12	1.092,89
TOSCANA	2	307,71	2	307,71
VENETO	2	11,65	2	167,83
TOTALE	111	5.397,44	116	8.112,34

I titoli afferenti a due o più regioni sono conteggiati più volte, una per ciascuna regione.

<sup>20</sup> <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/elenco-dei-titoli-minerari-vigenti> - DGS-UNMIG - Ministero dello sviluppo economico - 2020

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

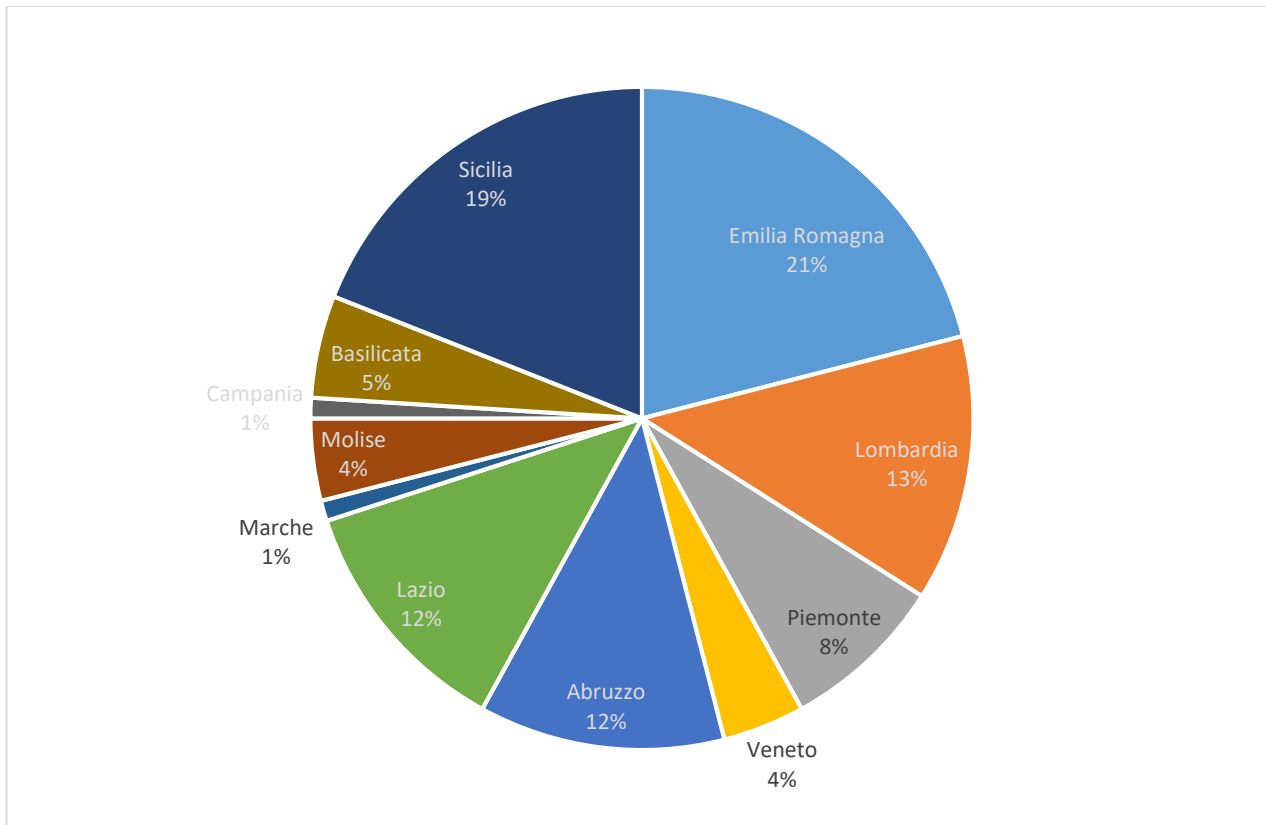


Figura 2.2-4: Distribuzione per regione delle superfici dei permessi di ricerca conferiti in terraferma al 30 giugno 2021

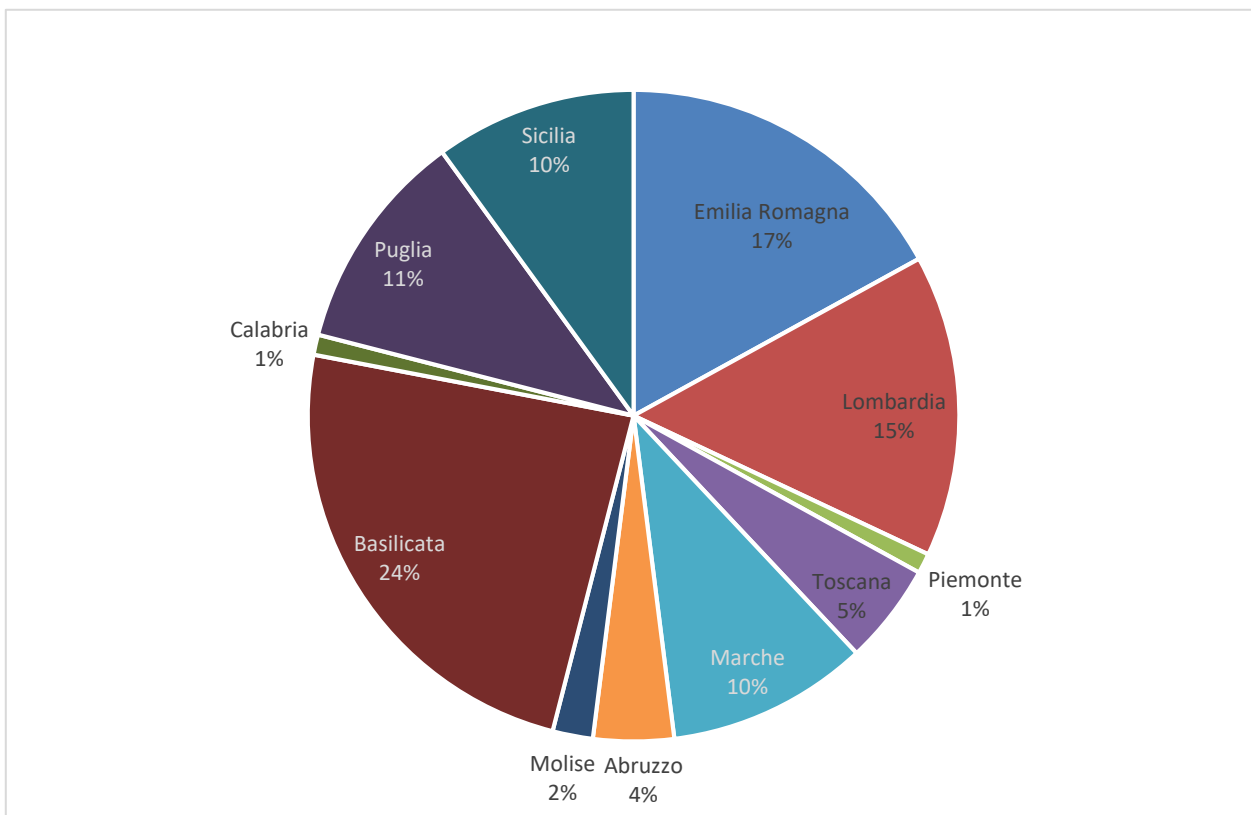


Figura 2.2-5: Distribuzione delle superfici delle concessioni di coltivazione conferite in terraferma al 30 giugno 2021

**3.3.1.c - Sintesi dei titoli minerari vigenti**

Le figure seguenti rappresentano l'evoluzione complessiva del numero dei permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione vigenti nell'arco temporale degli ultimi 50 anni. Dalle stesse è evidente la contrazione connaturata delle attività di ricerca degli idrocarburi in Italia a partire dagli anni '90, ed il raggiungimento nell'ultimo decennio del c.d. "plateau" del diagramma, con inizio alla discesa, per le conseguenti attività di coltivazione di idrocarburi avviate a seguito delle precedenti attività di ricerca svolte.

Nella seguente Tabella 2.2-5 è riportata la serie storica dal 1999 al primo semestre 2021 dei Titoli minerari vigenti.

Tabella 2.2-5: Titoli minerari vigenti distinti per ubicazione – Serie storica 1999-primo semestre 2021

Anno	Permessi di ricerca			Concessioni di coltivazione			TOTALE
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale	
1999	119	55	174	156	67	223	397
2000	100	48	148	153	68	221	369
2001	95	45	140	150	69	219	359
2002	90	40	130	135	69	204	334
2003	69	34	103	146	69	215	318
2004	68	27	95	140	69	209	304
2005	60	30	90	140	69	209	304
2006	64	29	93	133	66	199	292
2007	58	32	90	131	67	198	288
2008	71	27	98	129	66	195	293
2009	72	25	97	131	66	197	294
2010	92	25	117	132	66	198	315
2011	96	25	121	133	66	199	320
2012	94	21	115	134	66	200	315
2013	94	21	115	134	66	200	315
2014	95	22	117	132	69	201	318
2015	90	24	114	133	69	202	316
2016	87	24	111	133	69	202	313
2017	72	24	96	133	67	200	296
2018	54	26	80	130	66	196	276
2019	49	26	75	127	66	193	268
2020	44	21	65	125	64	189	254
H1 2021	43	20	63	124	61	185	248

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

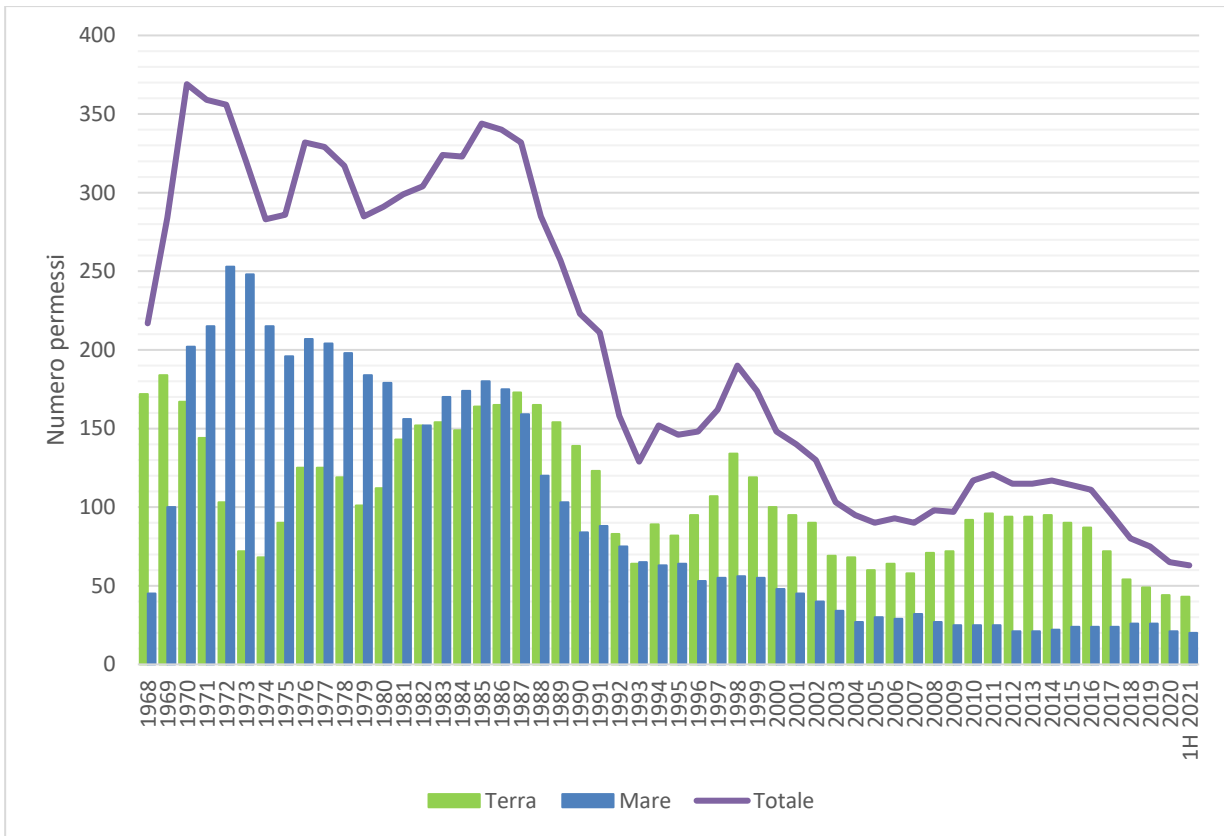


Figura 2.2-6: Numero di permessi di ricerca - Serie storica 1968-primmo semestre 2021

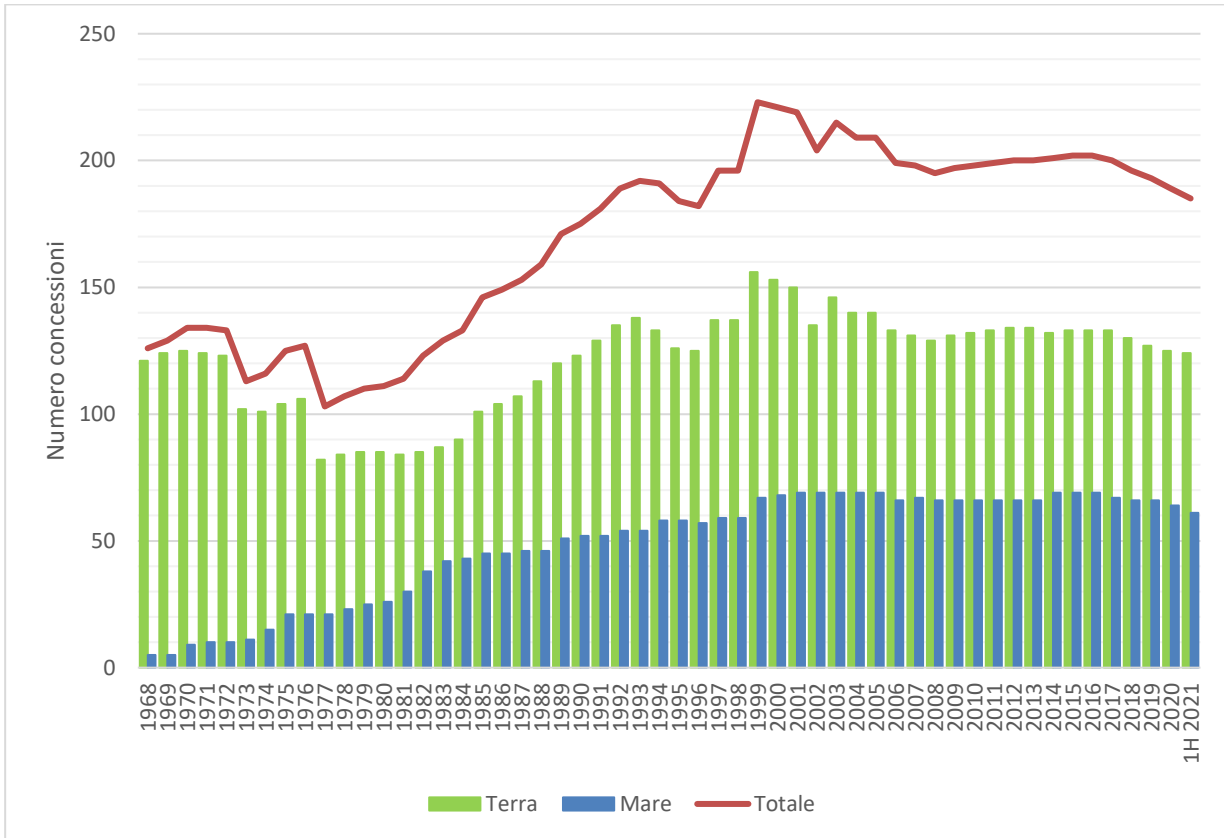


Figura 2.2-7: Numero di concessioni di coltivazione - Serie storica 1968-primmo semestre 2021

Al 30 giugno 2021 sono vigenti 248 titoli minerari:

- 63 permessi di ricerca di cui 20 in mare, 36 in terraferma e 6 in Sicilia
- 185 concessioni di coltivazione di cui 61 in mare, 111 in terraferma e 13 in Sicilia.

Dei 248 titoli minerari vigenti al 30 giugno 2021 è stato stimato che circa 94 concessioni di coltivazione (circa il 38%) ed 1 permesso di ricerca non sono stati sottoposti a VIA al momento della prima emanazione, considerando che l'introduzione della VIA è avvenuta dal 1° settembre 1988 (DPCM 377/1988).

Infine si segnala che 19 delle 111 concessioni di coltivazione in terraferma e 3 delle 64 concessioni di coltivazione in mare devono essere considerate come titoli minerari cessati, perché hanno superato il periodo di regolare vigenza o sono state rinunciate dal concessionario; le 22 concessioni sono ancora presenti in elenco in quanto sono ancora in corso le attività di ripristino minerario dell'area e di dismissione degli impianti.

### **2.2.2. La razionalizzazione in atto dei titoli minerari: le riduzioni di superficie (riperimetrazioni) e le rinunce - elementi emergenti e conseguenti dall'entrata in vigore della L. 12/19.**

La Legge 11 febbraio 2019, n. 12 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135, recante disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione", come è noto, ha introdotto il "Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI)" come strumento di pianificazione generale con lo scopo "... di individuare un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse", e, nel proseguimento dell'obiettivo di una "transizione energetica sostenibile" che contribuisca al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dall'UE, ha anche disposto, all'articolo 11-ter, commi 9 e 10, la rideterminazione in aumento dei canoni annui dovuti dai titolari delle concessioni di coltivazione di idrocarburi in base alle superfici dei titoli minerari detenuti; pertanto, a decorrere dal 1 giugno 2019 tali canoni sono stati aumentati di 25 volte. Tali canoni, fino al 31/05/2019, sono rimasti invariati da oltre venti anni dalla precedente normativa regolatrice (previsti dall'art. 18 del D.Lgs. n. 625/1996) ed adeguati solo in base agli indici Istat.

Il legislatore, comunque, all'art. 11-ter comma 4 della legge in parola, proprio nella consapevolezza che l'aumento dei canoni avrebbe potuto far ritenere non conveniente mantenere la concessione, ha previsto che non siano sospesi i procedimenti di: "... b. rinuncia a titoli minerari vigenti o alle relative proroghe;..omissis.. d. riduzione dell'area, variazione dei programmi lavori e delle quote di titolarità."

La suddetta previsione consente, infatti, agli operatori, una volta verificata la convenienza del titolo minerario alla luce dell'importo dei nuovi canoni, di dismettere quelle non più redditizie, ovvero di ridurre l'estensione al fine di commisurarla alla produttività e di continuarne a ritrarre un profitto e delle utilità.

Ne discende che anche l'aumento dei canoni è funzionale all'attività volta alla valorizzazione della sostenibilità ambientale e socio-economica delle diverse aree, all'annullamento degli impatti derivanti dalle attività *upstream* e al sostegno del processo di decarbonizzazione.

Dalla lettura in combinato di tutti i commi dell'art. 11-ter, appare che il legislatore abbia trovato un punto di equilibrio tra lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse, il perseguimento di una efficace "transizione energetica" che contribuisca al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dall'UE, e l'attività imprenditoriale svolta dai concessionari che potrà proseguire se compatibile con le finalità individuate dal PiTESAI.

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

La Legge 11 settembre 2020, n. 120 *“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76, recante misure urgenti per la semplificazione e l’innovazione digitale”* tramite l’art. 62-ter, rubricato *“Introduzione di una soglia per i canoni annui per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi”*, ha introdotto dopo il comma 9 il seguente: *«9 -bis. Al fine di garantire la prosecuzione in condizioni di economicità della gestione delle concessioni di coltivazione di idrocarburi, l’ammontare annuo complessivo del canone di superficie dovuto per tutte le concessioni in titolo al singolo concessionario non può superare il 3 per cento della valorizzazione della produzione da esse ottenuta nell’anno precedente»*.

A seguito del predetto quadro normativo, nel corso del 2019 e sino al 31 dicembre 2020, il Ministero dello sviluppo economico ha ricevuto n. 59 istanze di riduzione delle superfici di concessione di coltivazione vigenti (n. 51 a terra e n. 8 a mare) ed ha provveduto ad autorizzare una riduzione e razionalizzazione delle aree di circa il 48% delle concessioni in terraferma, a seguito di richieste di riduzione di superficie presentate dagli stessi concessionari o su iniziativa del Ministero. Tale attività, svolta fino allo scorso anno dal MiSE in parallelo rispetto alla predisposizione del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI) di cui all’art. 11 ter del D.L. n.135 del 2018, ha avuto l’effetto di restituire al territorio una gran parte delle aree impegnate da vincoli minerari, nelle quali sono stati già chiusi e smantellati, ove presenti, i relativi impianti.

Nel mese di dicembre 2019 sono stati, infatti, emanati n. 45 Decreti ministeriali di riduzione area, per altrettante concessioni, di cui 44 in terraferma e una a mare, a seguito dei quali vi è stata una riduzione complessiva del 26,6% delle aree in terraferma interessate dalle attività di coltivazione, concentrate soprattutto nelle Regioni Emilia Romagna, Marche, Basilicata e Puglia.

Per le concessioni in mare una riduzione di superficie significativa è stata già fatta nel corso degli anni precedenti a partire dal 2015, su iniziativa del Ministero in occasione delle richieste di proroga. Sono inoltre in elaborazione da parte del Ministero dello sviluppo economico alcune proposte di unificazioni e di ripermetrazioni di aree presentate contestualmente alla proroga di alcune concessioni in mare vigenti, che appena perfezionate con i relativi DM di proroga, comporteranno una ulteriore riduzione di superficie.

L’attività di riduzione dell’area delle concessioni è continuata nell’anno 2020, anno in cui sono stati emanati 3 Decreti ministeriali di riduzione area, 1 per concessioni in terraferma e 2 per concessioni ubicate in mare, a seguito dei quali vi è stata una riduzione complessiva di 148,84 km<sup>2</sup> pari ad un’ulteriore 1,3%. Nel primo semestre 2021 sono stati emanati 7 Decreti ministeriali di riduzione area, 6 per concessioni in terraferma e 1 per concessioni ubicate in mare, a seguito dei quali vi è stata una riduzione complessiva di 366,26 km<sup>2</sup> pari ad un’ulteriore 3,1%.

Grazie alle rinunce parziali d’area, alle riduzioni apportate in fase di proroga e alle aree che si sono rese libere a seguito della cessazione di concessioni (per scadenza o rinuncia), si è passati da una superficie totale coperta da concessioni di coltivazione di 16.176,36 km<sup>2</sup> al 13 febbraio 2019, ad una di 11.839,90 km<sup>2</sup> al 30 giugno 2021, con una riduzione di 4.336,46 km<sup>2</sup> pari al 26,8%.

Una parte significativa dell’area di 16.176,36 km<sup>2</sup> che al 30 giugno 2021 risulta coperta da concessioni è relativa a concessioni cessate e in attesa di ripristino minerario dell’area. Si tratta di un’area di 1.929,42 km<sup>2</sup> coperta da 22 concessioni (19 in terraferma e 3 in mare) che hanno superato il periodo di vigenza o sono state rinunciate ma sono ancora presenti in elenco in quanto sono ancora in corso le attività di dismissione mineraria. L’area occupata da queste concessioni copre il 16,3% dell’area totale occupata da concessioni alla data del 30 giugno 2021.

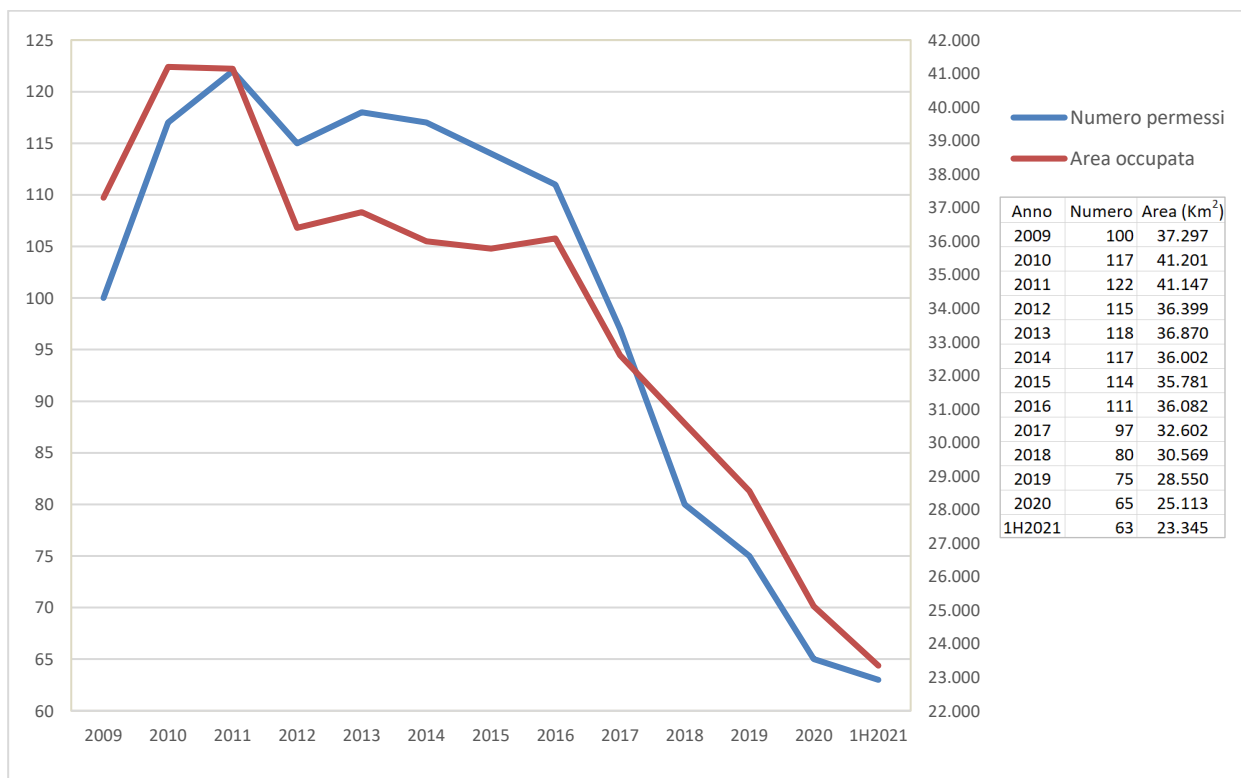
Come riportato nel paragrafo 3.3.1, si fa presente che nel periodo che parte dal 13 febbraio 2019 (entrata in vigore della norma che introduce la predisposizione del PiTESAI) sino al 30 giugno 2021 (punto di riferimento con ultimi dati aggiornati disponibili, valido anche per fini statistici):



*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

- il numero dei permessi di ricerca vigenti è diminuito di n. 15 unità (9 in terra e 6 in mare);
- il numero delle concessioni di coltivazione di idrocarburi vigenti è diminuito di n. 10 unità (5 in terra e 5 in mare);
- il numero delle istanze di permesso di ricerca è diminuito di n. 5 unità (4 in terra e 1 in mare);
- il numero delle istanze di concessione di coltivazione di idrocarburi è diminuito di n. 3 unità, totalmente in mare.

Quanto sopra è esplicativo del processo già in atto di **razionalizzazione delle attività minerarie**, che è risultato particolarmente rafforzato a seguito delle disposizioni introdotte dalla L. 12/19.



*Figura 2.2-8: Area occupata da permessi di ricerca. Serie storica anni 2009-primo semestre 2021*

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

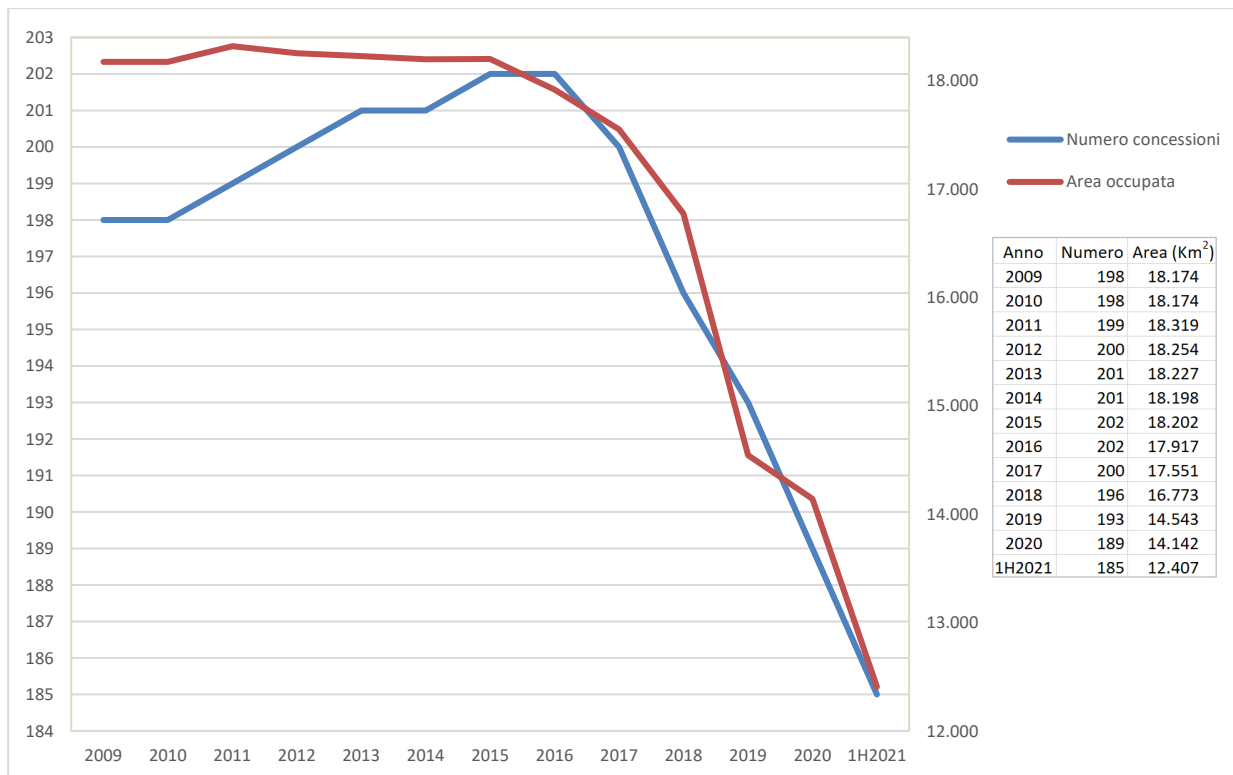


Figura 2.2-9: Area occupata da concessioni di coltivazione. Serie storica anni 2009-primi semestre 2021

### 2.2.3. Il quadro degli impianti a terra e a mare

#### Pozzi di idrocarburi produttivi (eroganti e non-eroganti) e chiusi minerariamente

La classificazione di un pozzo secondo i criteri “produttivo” e “erogante” ha esclusivamente valore tecnico.

Per pozzo produttivo si intende un pozzo che è stato perforato con esito positivo; il pozzo è definito produttivo a seguito del suo completamento e rimane tale sino alla sua chiusura mineraria. Per pozzo erogante si intende un pozzo produttivo che al momento sta estraendo idrocarburi dal giacimento; lo stato erogante/non erogante può variare più volte durante la vita di un pozzo produttivo.

Mediamente le profondità dei pozzi di idrocarburi variano da pochi centinaia di metri, nel caso ad esempio delle argille scagliose, a profondità attorno a 6000 metri. I casi più frequenti sono pozzi tra i 1500 e i 4000 metri. Sono attivi in Italia pozzi verticali, direzionati ed orizzontali.

In generale, si nota che l’andamento delle attività di perforazione di pozzi di sviluppo è simile a quello registrato per i pozzi esplorativi con uno spostamento in avanti di alcuni anni. La massima attività di ricerca si è avuta nella seconda metà degli anni ‘80 (nel 1986 sono stati perforati 126 pozzi esplorativi). In particolare, nei primi anni 90 si è avuta la massima attività di sviluppo a seguito dei ritrovamenti avuti negli anni precedenti (nel 1996 sono stati perforati 128 pozzi di sviluppo). Dalla seconda metà degli anni 90 anche l’attività di sviluppo ha fatto registrare un marcato calo del numero di pozzi perforati per poi attestarsi su un valore medio di circa 30 pozzi anno. Il numero di pozzi perforati fornisce un’indicazione di massima sul potenziale andamento delle produzioni nel tempo, con un lag di ritardo legato ai tempi tecnico-amministrativi (Figura 2.2-10).

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

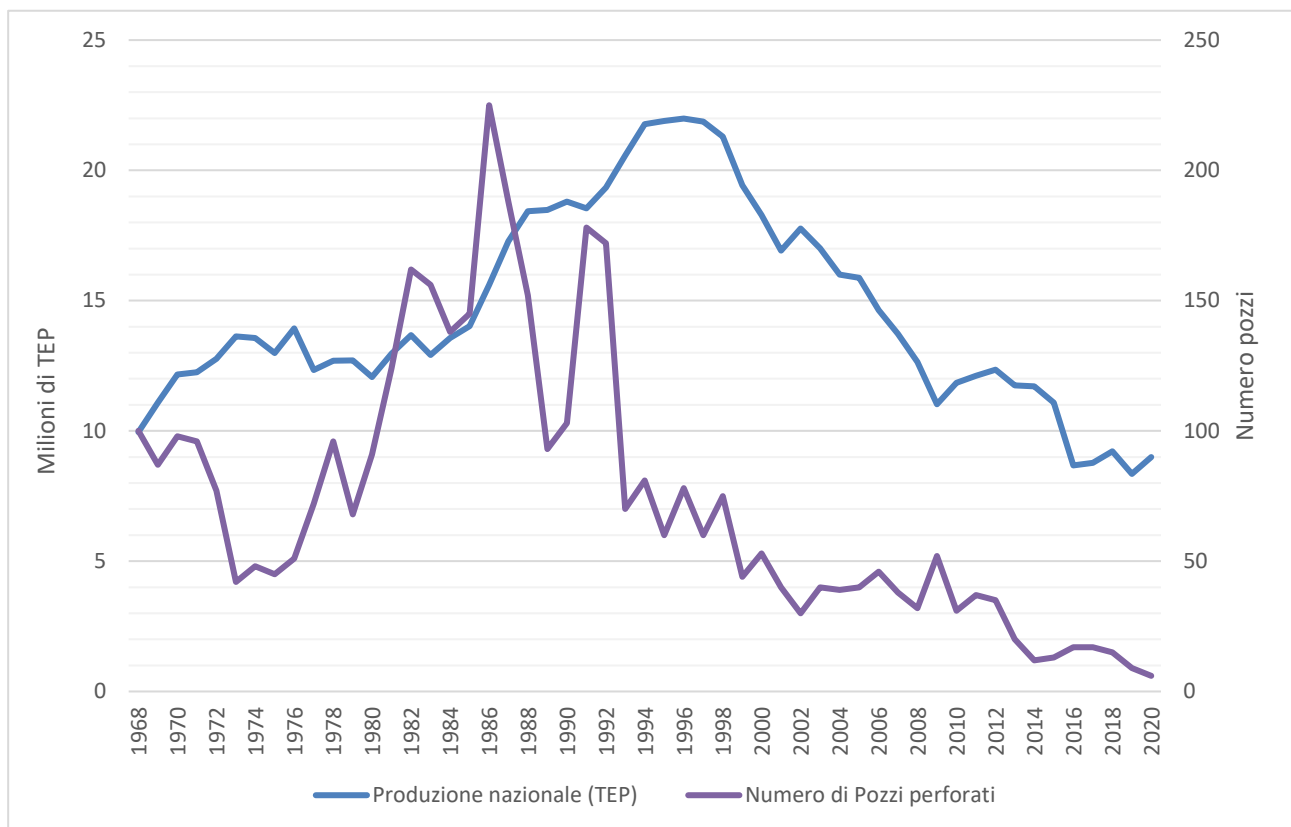


Figura 2.2-10: Numero di pozzi perforati e produzione nazionale di Idrocarburi. Serie storica 1968-2020

Per quanto riguarda i pozzi esplorativi, nell'ultimo quinquennio, sono stati perforati 3 pozzi in totale, con un andamento che varia da 0 (2018, 2019 e 2020) a 2 (2017). Nel 2018 sono stati perforati 14 pozzi di sviluppo con un trend abbastanza simile ai precedenti 5 anni, mentre nel 2019 e nel 2020 è stata registrata una diminuzione anche del numero di pozzi di sviluppo perforati (9 nel 2019 e 6 nel 2020). Nell'anno 2020 non sono stati effettuati ritrovamenti di nuovi giacimenti di idrocarburi.

Tabella 2.2-6: Perforazione a scopo esplorativo. Serie storica anni 1999-2020

Anno	ESPLORAZIONE					
	Terra		Mare		TOTALE	
	n.	metri	n.	metri	n.	metri
1999	12	25.763	6	12.374	18	38.137
2000	14	35.721	6	19.065	20	54.786
2001	9	21.610	2	2.325	11	23.935
2002	3	3.016	5	11.200	8	14.216
2003	5	11.576	5	8.658	10	20.234
2004	10	22.223	0	0	10	22.223

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

2005	7	15.085	0	0	7	15.085
2006	12	17.906	3	9.139	15	27.045
2007	9	15.925	1	3.517	10	19.442
2008	4	7.274	3	6.673	7	13.947
2009	3	5.627	0	0	3	5.627
2010	3	4.183	0	0	3	4.183
2011	1	715	0	0	1	715
2012	4	5.554	0	0	4	5.554
2013	2	1.030	0	0	2	1.030
2014	0	0	0	0	0	0
2015	3	6.409	0	0	3	6.409
2016	1	52	0	0	1	52
2017	2	6.552	0	0	2	6.552
2018	1	0	0	0	1	0
2019	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0

Tabella 2.2-7: Perforazione a scopo di sviluppo e altri scopi. Serie storica 1999-2020

Anno	SVILUPPO E ALTRI SCOPI					
	Terra		Mare		TOTALE	
	n.	metri	n.	metri	n.	metri
1999	14	24.476	12	28.086	26	52.562
2000	14	18.949	19	27.058	33	46.007
2001	14	52.781	15	39.086	29	91.867
2002	15	23.506	7	19.699	22	43.205
2003	9	35.182	21	28.380	30	63.562
2004	7	18.105	22	41.189	29	59.294
2005	9	16.632	24	49.399	33	66.031
2006	14	21.597	17	29.714	31	51.311
2007	13	17.886	15	33.027	28	50.913
2008	18	41.803	7	14.330	25	56.133

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

2009	29	37.124	20	37.770	49	74.894
2010	11	28.889	17	23.568	28	52.457
2011	14	23.474	22	31.621	36	55.095
2012	14	21.361	17	24.561	31	45.922
2013	10	18.949	8	26.386	18	45.335
2014	4	7.624	8	14.767	12	22.391
2015	1	2.057	9	15.279	10	17.336
2016	15	18.030	1	0	16	18.030
2017	13	11.172	2	3.663	15	14.835
2018	3	75	11	13.386	14	13.461
2019	6	9.275	3	6.787	9	16.062
2020	6	4.090	0	0	6	4.090

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

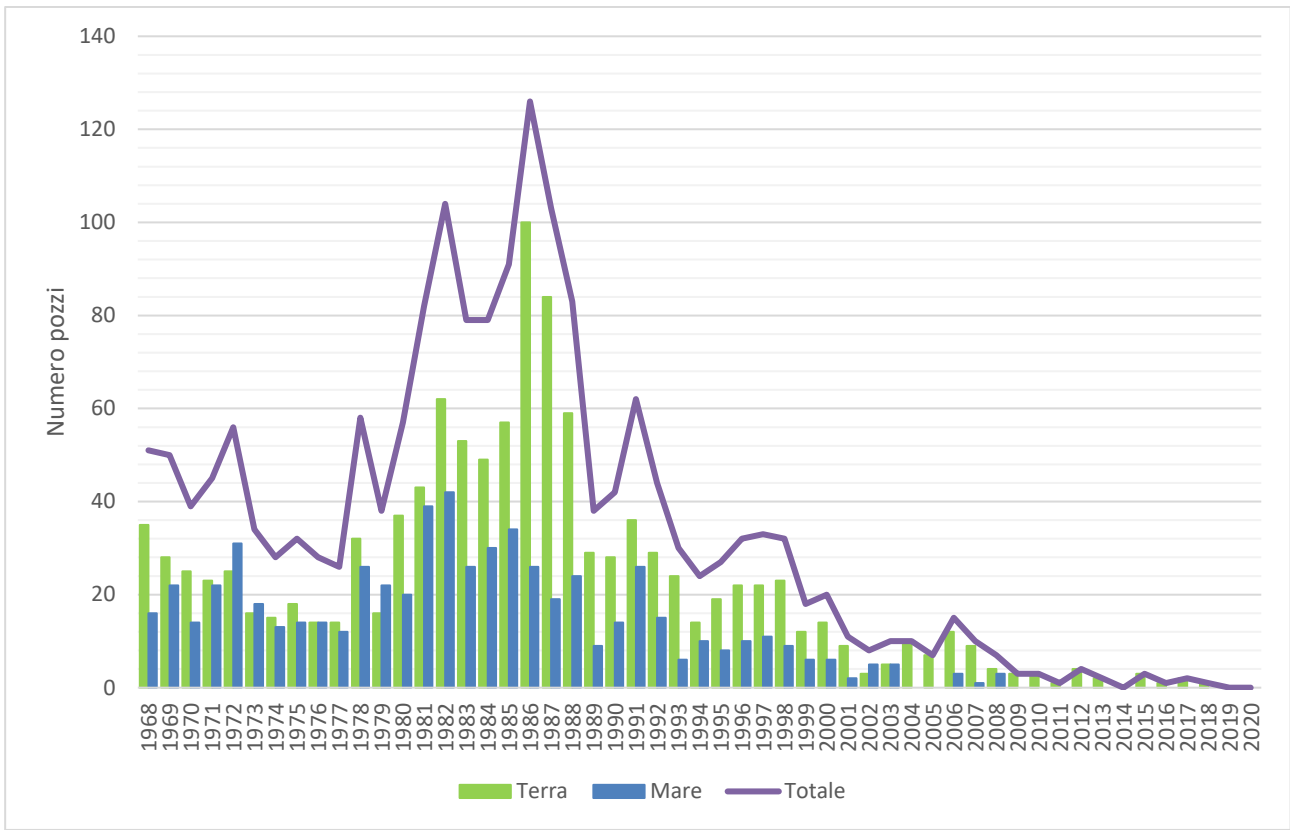


Figura 2.2-11: Numero di pozzi esplorativi perforati - Serie storica 1968-2020

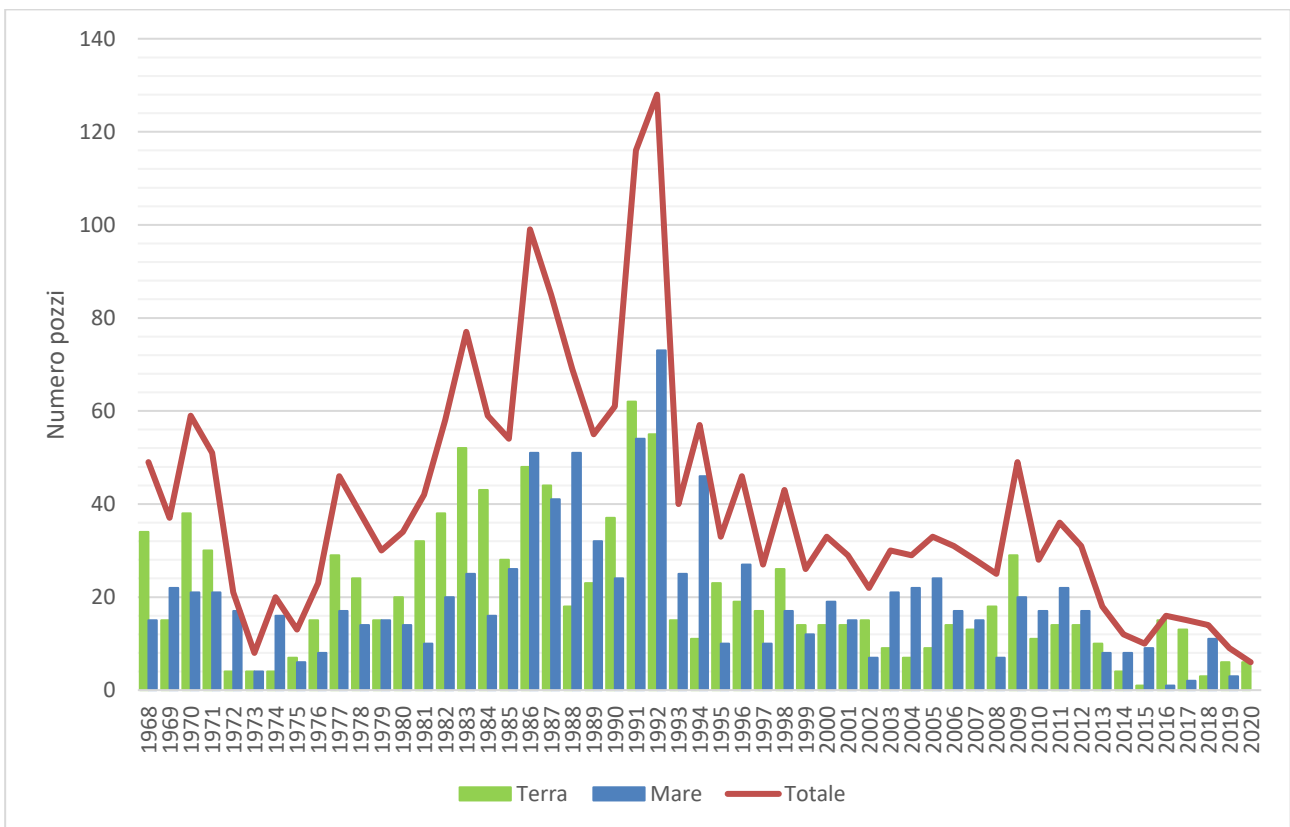


Figura 2.2-12: Numero di pozzi di sviluppo perforati - Serie storica 1968-2020

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

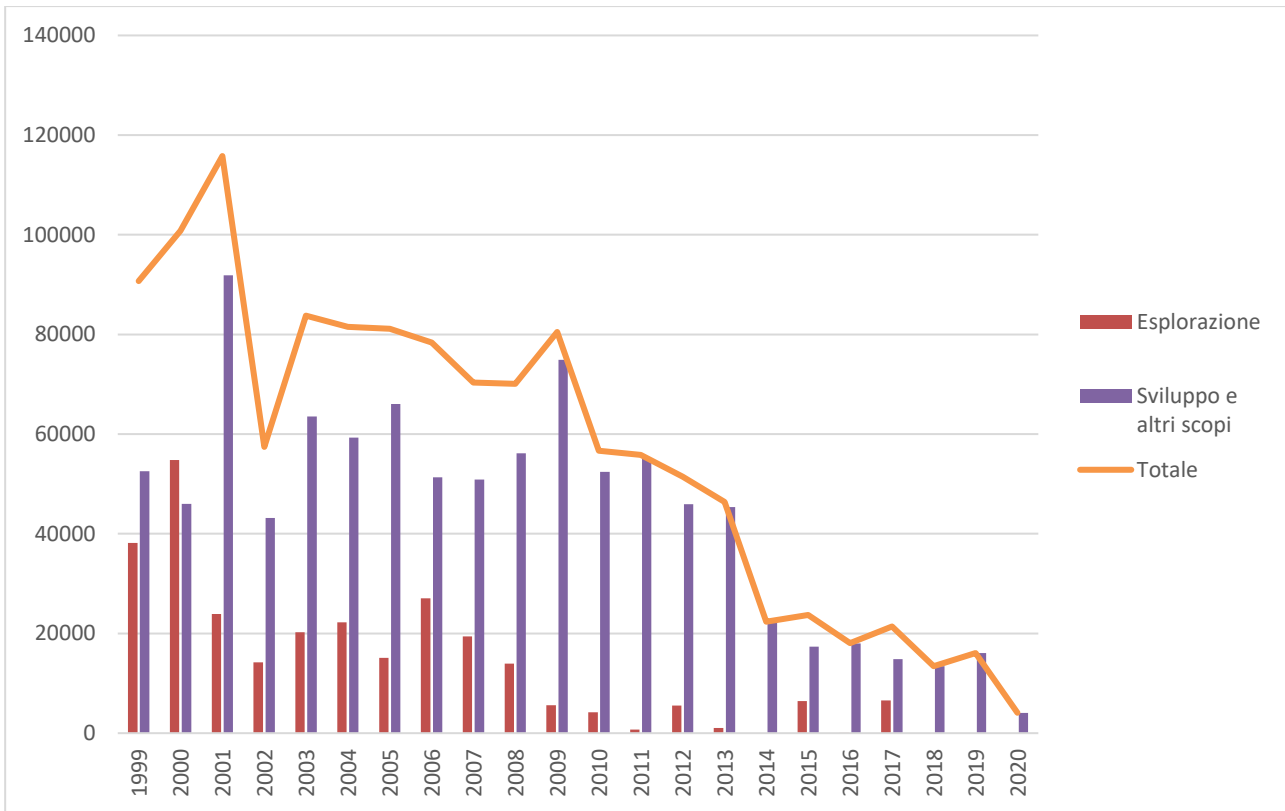


Figura 2.2-13: Metri perforati. Serie storica anni 1999-2020

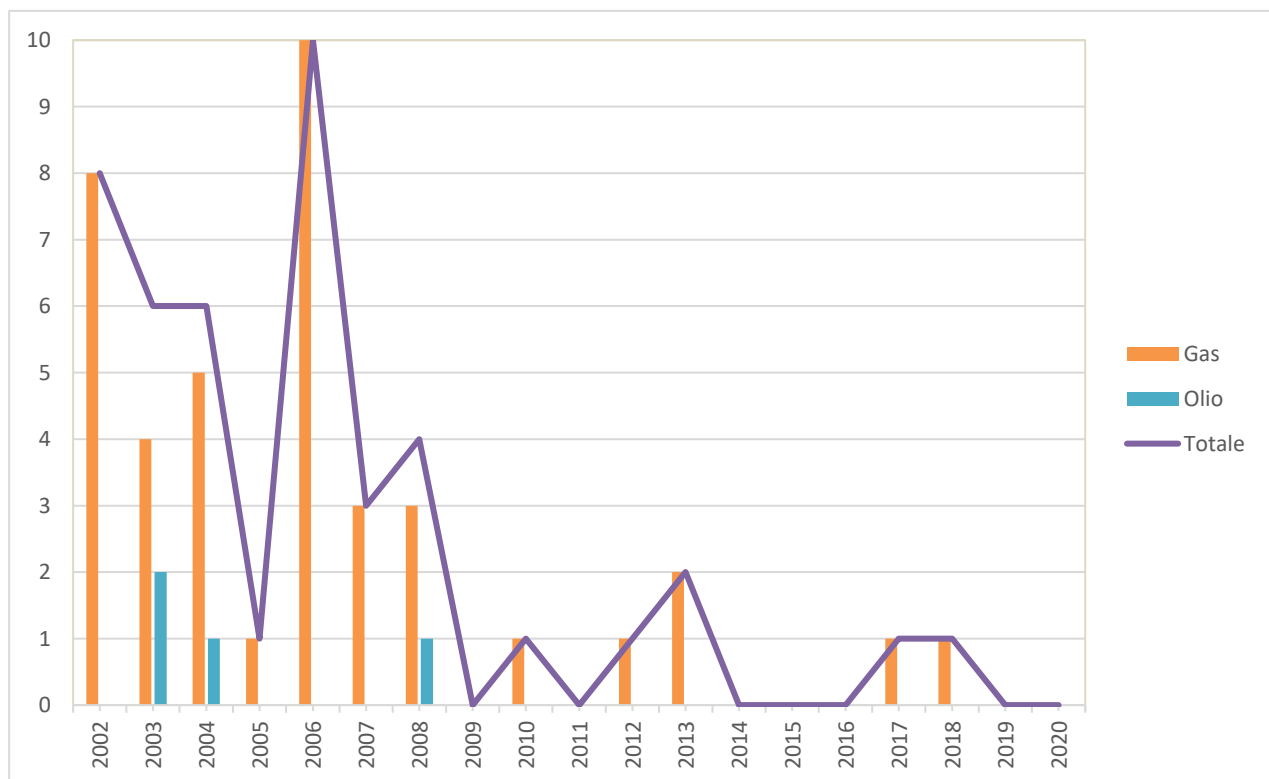


Figura 2.2-14: Numero ritrovamenti. Serie storica anni 2002-2020

L'elenco dei pozzi idrocarburi è aggiornato semestralmente con i dati comunicati dagli operatori petroliferi.

L'ultimo aggiornamento disponibile è al 31 dicembre 2020.

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

Al 31 dicembre 2020 erano presenti 1.623 pozzi attivi di cui 687 in produzione (530 a gas e 157 ad olio, 439 ubicati in terra e 248 in mare). Gli idrocarburi prodotti sono convogliati in 71 centrali di raccolta e trattamento a gas e 15 centrali ad olio.

*Tabella 2.2-8: Pozzi attivi al 31 dicembre 2020*

	Gas.	Olio	Totale.
Pozzi produttivi eroganti <sup>21</sup>	530	157	687
Pozzi produttivi non eroganti	736	139	875
Altri pozzi attivi (monitoraggio, reiniezione altro utilizzo)	32	27	59
<b>Totale</b>	<b>1.298</b>	<b>323</b>	<b>1.621</b>

*Tabella 2.2-9: Numero pozzi produttivi distinto per Regione/zona marina*

	GAS	OLIO	TOTALE
ABRUZZO	1	0	1
BASILICATA	6	25	31
CALABRIA	7	0	7
EMILIA ROMAGNA	190	7	197
LOMBARDIA	8	0	8
MARCHE	12	2	14
MOLISE	15	8	23
PIEMONTE	0	2	2
PUGLIA	12	0	12
SICILIA	44	54	98
TOSCANA	45	0	45
VENETO	1	0	1
<b>TOTALE TERRA</b>	<b>341</b>	<b>98</b>	<b>439</b>
ZONA A	128	0	128
ZONA B	44	32	76
ZONA C	0	27	27
ZONA D	17	0	17
<b>TOTALE MARE</b>	<b>189</b>	<b>59</b>	<b>248</b>
<b>TOTALE</b>	<b>530</b>	<b>157</b>	<b>687</b>

<sup>21</sup> Per pozzo produttivo si intende un pozzo che è stato perforato con esito positivo; il pozzo è definito produttivo a seguito del suo completamento e rimane tale sino alla sua chiusura mineraria. Per pozzo erogante si intende un pozzo produttivo che al momento sta estraendo idrocarburi dal giacimento; lo stato erogante/non erogante può variare più volte durante a vita di un pozzo produttivo.



Per quanto riguarda le informazioni sui titoli minerari cessati, e quindi anche sui pozzi chiusi minerariamente, queste sono rese disponibili sul sito del Progetto ViDEPI<sup>22</sup>. Nel medesimo sito è pertanto disponibile l'elenco storico dei pozzi perforati in Italia dal 1895 al 2017; tale elenco comprende in gran parte pozzi non produttivi ormai chiusi minerariamente, ma anche pozzi ancora attivi. Si è proceduto alla selezione dei pozzi chiusi adottando i seguenti criteri:

- pozzi con esito sterile: i pozzi che risultano sterili vengono chiusi a conclusione delle operazioni di perforazione con lo stesso impianto con cui sono stati perforati;
- pozzi perforati in titoli minerari non più vigenti: per essere eliminati dall'elenco dei titoli vigenti i titoli minerari devono essere liberi da impianti (tutti i pozzi chiusi e ripristini ambientali effettuati).

Il risultato è un elenco di 4.676 pozzi perforati e poi chiusi nel periodo 1895-2017. Per le motivazioni esposte in precedenza l'elenco potrebbe non essere completo. Si segnala infine che per un sottoinsieme di 2.305 pozzi, sono disponibili i profili finali di pozzo, profili che sono consultabili anche sul sito del progetto ViDEPI-Visibilità dei dati afferenti all'attività di esplorazione petrolifera in Italia, <http://www.videpi.com/videpi/pozzi/consultabili.asp> realizzato in collaborazione tra MiSE, Assomineraria e Società Geologica Italiana. Si richiama che per chiusura mineraria del pozzo si intende l'attività di ripristino delle condizioni idrauliche precedenti all'esecuzione del foro al fine di isolare i livelli dai quali si sono prodotti gli idrocarburi. Le campagne e/o le singole chiusure minerarie devono essere programmate e autorizzate, per cui può trascorrere un periodo di tempo, a volte abbastanza lungo, durante il quale il pozzo resta nello stato di pozzo produttivo non erogante fino alla sua chiusura mineraria.

### **Centrali di raccolta e trattamento di idrocarburi**

Al 31 dicembre 2020 le centrali di raccolta e trattamento di idrocarburi ubicate nel territorio nazionale sono n. 86, di cui n. 71 per il trattamento del gas, n. 15 per il trattamento dell'olio. In totale la superficie coperta dalle centrali di raccolta e trattamento è pari a 187,6 km<sup>2</sup>.

Tabella 2.2-10: Numero centrali distinto per Regione/zona marina

	GAS	OLIO	TOTALE
ABRUZZO	5	0	5
BASILICATA	5	3	8
CALABRIA	2	0	2
EMILIA ROMAGNA	24	1	25
LAZIO	0	1	1
LOMBARDIA	8	1	9

<sup>22</sup> <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/dati-storici-videpi> Il progetto ViDEPI ha l'obiettivo di rendere facilmente accessibili i documenti tecnici relativi all'esplorazione petrolifera in Italia. Si tratta di documentazione riguardante titoli minerari cessati, e pertanto pubblica, depositata a partire dal 1957 presso l'UNMIG. La normativa stabilisce che le Compagnie operatrici dei singoli titoli minerari debbano fornire all'UNMIG rapporti tecnici progressivi sull'attività svolta nei titoli medesimi includenti copia di documenti esemplificativi, quali carte geologiche, carte strutturali, profili finali di pozzi, linee sismiche, etc. 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.

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

MARCHE	14	1	15
MOLISE	2	2	4
PIEMONTE	0	1	1
PUGLIA	3	0	3
SICILIA	4	5	9
TOSCANA	2	0	2
VENETO	2	0	2
TOTALE	71	15	86

Al fine di valutare l'impatto sul territorio delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi, oltre alla superficie coperta dai titoli minerari, un dato significativo è rappresentato anche l'incidenza percentuale dell'area effettivamente occupata dagli impianti (centrali di raccolta e trattamento e aree pozzo) rispetto all'intera superficie regionale. Nella tabella seguente l'area occupata dalle centrali è stata ottenuta dalle superfici effettive delle centrali stesse mentre per i pozzi è stato stimato un valore medio dell'area pozzo di 0,01 km<sup>2</sup> (100x100 m).

Tabella 2.2-11: Area occupata da impianti distinta per Regione

Regione	Superficie regionale Km <sup>2</sup>	Centrali			Pozzi			Totale	
		Numero	Km <sup>2</sup>	% sup. reg.	Numero	Km <sup>2</sup>	% sup. reg.	Km <sup>2</sup>	% sup. reg.
PIEMONTE	25.402	1	0,16	0,0006%	22	0,22	0,0009%	<b>0,38</b>	<b>0,0015%</b>
LOMBARDIA	23.861	17	0,30	0,0013%	205	2,05	0,0086%	<b>2,35</b>	<b>0,0098%</b>
VENETO	18.399	2	0,02	0,0001%	23	0,23	0,0013%	<b>0,25</b>	<b>0,0014%</b>
EMILIA-ROMAGNA	22.447	31	0,68	0,0031%	538	5,38	0,0240%	<b>6,06</b>	<b>0,0270%</b>
TOSCANA	22.994	2	0,02	0,0001%	45	0,45	0,0020%	<b>0,47</b>	<b>0,0020%</b>
MARCHE	9.366	16	0,28	0,0030%	54	0,54	0,0058%	<b>0,82</b>	<b>0,0088%</b>
LAZIO	17.236	1	0,01	0,0001%	28	0,28	0,0016%	<b>0,29</b>	<b>0,0017%</b>
ABRUZZO	10.753	6	0,19	0,0018%	125	1,25	0,0116%	<b>1,44</b>	<b>0,0134%</b>
MOLISE	4.438	4	0,12	0,0026%	89	0,89	0,0201%	<b>1,01</b>	<b>0,0227%</b>
PUGLIA	19.358	3	0,10	0,0005%	220	2,20	0,0114%	<b>2,30</b>	<b>0,0119%</b>
BASILICATA	9.992	10	0,30	0,0030%	188	1,88	0,0188%	<b>2,18</b>	<b>0,0218%</b>
CALABRIA	15.079	2	0,06	0,0004%	13	0,13	0,0009%	<b>0,19</b>	<b>0,0013%</b>
SICILIA	25.832	10	0,40	0,0016%	247	2,47	0,0096%	<b>2,87</b>	<b>0,0111%</b>

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

TOTALE	225.157	105	2,65	0,0012%	1797	17,97	0,0080%	<b>20,62</b>	<b>0,0092%</b>
--------	---------	-----	------	---------	------	-------	---------	--------------	----------------

Situazione al 31/12/2020

**Piattaforme marine**

Al 31 dicembre 2020, nell'offshore italiano sono installate 138 strutture<sup>23</sup> marine che in base alla loro tipologia ed al loro utilizzo sono distinte in:

- 116 piattaforme di produzione (comprese 10 teste pozzo sottomarine);
- 10 piattaforme di supporto alla produzione (compressione o raccordo);
- 12 strutture non operative, di cui 5 in fase di dismissione mineraria (paragrafo 3.3.4)<sup>24</sup>.

Delle n. 138 piattaforme e strutture assimilabili, n. 94 sono ubicate nella fascia delle 12 miglia dalle linee di costa e dalle aree protette, n. 44 oltre tale limite.

*Tabella 2.2-12: Numero di piattaforme marine distinte per zona*

ZONA MARINA	GAS	OLIO	TOTALE
Zona A	77	0	77
Zona B	38	5	43
Zona C	0	5	5
Zona D	5	0	5
Zona F	1	2	3
Zona G	5	0	5
TOTALE	126	12	138

*Tabella 2.2-13: Numero di piattaforme marine distinte per tipologia di struttura*

TIPO STRUTTURA	GAS	OLIO	TOTALE
monotubolare	22	0	22
bitubolare	3	0	3
cluster	8	0	8
struttura reticolare	81	10	91
testa pozzo sottomarina	12	2	14
TOTALE	126	12	138

<sup>23</sup> <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/piattaforme-marine>

<sup>24</sup> <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/dismissione-mineraria-delle-piattaforme-marine>

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

Parte della produzione di olio greggio da giacimenti di idrocarburi ubicati in mare è convogliata tramite oleodotto a 3 centrali di raccolta e trattamento ubicate in terraferma. La restante produzione di olio in mare viene effettuata per mezzo di unità galleggianti di stoccaggio temporaneo (FSO e FPSO - *floating production storage and offloading*<sup>25</sup>). In Italia sono operative le FSO «ALBA MARINA» per il campo Rospo nella concessione B.C 8.LF e «LEONIS» per il campo Vega nella concessione C.C 6.EO.

Si segnala inoltre, che 39 piattaforme offshore allo stato attuale sono oggetto di autorizzazione allo scarico e/o reiniezione delle acque di strato. La tabella seguente riporta in dettaglio le piattaforme e la tipologia di scarico autorizzata:

*Tabella 2.2-14-a: Piattaforme marine e tipologia di scarico autorizzata*

<b>N.</b>	<b>Nome piattaforma</b>	<b>Tipologia di scarico</b>
1	<b>AGOSTINO B</b>	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
2	<b>AMELIA A</b>	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
3	<b>ANNABELLA</b>	scarico in mare
4	<b>ANNAMARIA B</b>	scarico in mare
5	<b>ANTONELLA</b>	scarico in mare
6	<b>ARIANNA A</b>	scarico in mare
7	<b>ARMIDA</b>	scarico in mare
8	<b>AZALEA B</b>	scarico in mare
9	<b>BARBARA A</b>	scarico in mare
10	<b>BARBARA B</b>	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
11	<b>BARBARA C</b>	scarico in mare
12	<b>BARBARA D</b>	scarico in mare
13	<b>BARBARA E</b>	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
14	<b>BARBARA F</b>	scarico in mare
15	<b>BARBARA G</b>	scarico in mare
16	<b>BARBARA H*</b>	scarico in mare
17	<b>BONACCIA</b>	scarico in mare
18	<b>BONACCIA NW</b>	scarico in mare
19	<b>BRENDA</b>	scarico in mare
20	<b>CALIPSO</b>	scarico in mare
21	<b>CALPURNIA</b>	scarico in mare
22	<b>CERVIA A</b>	scarico in mare
23	<b>CERVIA B</b>	scarico in mare

<sup>25</sup> Si tratta di sistemi galleggianti di produzione, stoccaggio e trasbordo costituiti da navi petroliere di grandi capacità che possono ospitare anche 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

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

24	<b>CERVIA C</b>	scarico in mare
25	<b>CLARA NW</b>	scarico in mare
26	<b>DARIA B</b>	scarico in mare
27	<b>ELETTRA</b>	scarico in mare
28	<b>EMMA OVEST</b>	scarico in mare
29	<b>FAUZIA</b>	scarico in mare
30	<b>FRATELLO C</b>	scarico in mare
31	<b>GARIBALDI B</b>	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
32	<b>GARIBALDI C</b>	scarico in mare
33	<b>GIOVANNA</b>	scarico in mare
34	<b>GUENDALINA</b>	scarico in mare
35	<b>NAOMI PANDORA</b>	scarico in mare
36	<b>PORTO CORSINI M E C (PCC)</b>	scarico in mare
37	<b>PORTO CORSINI MWC</b>	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
38	<b>SQUALO</b>	scarico in mare
39	<b>TEA</b>	scarico in mare

Autorizzazioni in corso al 30/04/2021 n. 39

\*Barbara H aut. in scadenza il 3/07/2021 non ha chiesto il rinnovo dell'autorizzazione

Le altre 99 unità non sono oggetto di autorizzazione allo scarico e/o reiniezione (non producono acque di strato o comunque le acque di strato prodotte dalla separazione degli idrocarburi, liquidi e gassosi, vengono inviate alle centrali a terra, tramite sealine sottomarine).

#### **2.2.4. Elenco delle piattaforme e infrastrutture da dismettere minerariamente**

In attuazione di quanto previsto dal DM del 15 febbraio 2019 (Linee Guida per la dismissione mineraria delle piattaforme, descritte al paragrafo 2.1.5), nel Bollettino ufficiale per gli idrocarburi e le georisorse (BUIG) Anno LXV N. 6 del 30 giugno 2021, è stato aggiornato l'Elenco delle piattaforme e delle infrastrutture da dismettere minerariamente.

Nell'elenco predetto, sono altresì indicate, ferme le valutazioni di competenza dei Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dei beni e delle attività culturali, le piattaforme e le infrastrutture connesse che, a seguito della verifica prevista, possono essere riutilizzate.

#### **Parte a) - Elenco delle piattaforme e infrastrutture da rimuovere senza possibilità di riutilizzo**

Nome piattaforma	Concessione mineraria	Operatore	Ubicazione (Lat/Long WGS84)	Tipo piattaforma	Termine presentazione progetto di rimozione
ADA 3	A.C9.AG	Eni S.p.A.	45,183361 N 12,591176 E	Monotubolare	Presentato

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

AZALEA A	A.C8.ME	Eni S.p.A.	44,171769 N 12,714258 E	Bitubolare a portale	Presentato
PC 73	PORTO CORSINI MARE	Eni S.p.A.	44,385037 N 12,579101 E	Monotubolare	Presentato

**Parte b) - Elenco delle piattaforme e infrastrutture da dismettere minerariamente ma con possibilità di riutilizzo con scopi diversi dall'attività mineraria di estrazione di idrocarburi**

Nome piattaforma	Concessione mineraria	Operatore	Ubicazione (Lat/Long WGS84)	Tipo piattaforma	Termine presentazione istanza di riutilizzo
ARMIDA 1	A.C29.EA	Eni S.p.A.	44,475932 N 12,449540 E	Monotubolare	31/07/2021
REGINA 1	A.C17.AG	Eni S.p.A.	44,102781 N 12,834209 E	Monotubolare	31/07/2021
VIVIANA 1 <sup>26</sup>	B.C5.AS	Eni S.p.A.	42,65643 N 14,155021	Monotubolare	30/06/2022

**3.3.4.a Proposta di MEMORANDUM (dichiarazione pubblica congiunta tra MiSE-MATTM-MIBACT-ASSOMINERARIA) sul programma di attività per la dismissione degli impianti offshore**

Negli anni scorsi la ex DGS UNMIG del MiSE ha promosso un progetto relativo alla redazione di un programma di attività per la dismissione degli impianti offshore basato sulla definizione di indicatori e criteri oggettivi per la rimozione o la destinazione ad altro utilizzo delle piattaforme (es. monitoraggio ambientale, scopi turistico ricreativi). Questo anche alla Luce dell'Accordo offshore siglato con la Regione Emilia Romagna firmato in data 19 ottobre 2016.

Le piattaforme marine e le strutture assimilabili (teste pozzo sottomarine) sono attualmente n. 138 (<https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/piattaforme-marine>).

Al riguardo, secondo l'analisi tecnica - scientifica svolta dalla DGS-UNMIG in collaborazione con Università, Enti di ricerca, Associazioni della società civile e con Assomineraria, era risultato opportuno predisporre un Programma dismissioni condiviso in cui prevedere la dismissione mineraria di circa 34 piattaforme offshore delle 138 esistenti per i prossimi 5-10 anni.

Tuttavia, con il quadro normativo attuale, è stato constatato come nella pratica vi sono alcuni punti di rallentamento sull'obbligo della chiusura mineraria e del ripristino, ossia secondo la normativa vigente questa fase è prevista entro la fine della concessione e non obbligatoriamente alla fine dell'utilità dell'infrastruttura mineraria, creando un ritardo temporale anche importante nei casi in cui la concessione preveda più giacimenti o giacimenti con molti pozzi.

<sup>26</sup> Si rimanda alla nota informativa riportata in Allegato A al Comunicato Ministeriale 28 giugno 2021, pubblicato nel BUIG Anno LXV-N.6.

A tal fine tra ottobre - dicembre 2018 il Ministero dello Sviluppo Economico ha svolto alcune specifiche riunioni con i rappresentanti delle altre Amministrazioni competenti (MATTM e MIBAC), con Assomineraria, con le maggiori Associazioni Ambientaliste (Greenpeace, WWF, Legambiente) al fine di verificare la disponibilità, da parte delle diverse parti coinvolte, a firmare una sorta di dichiarazione pubblica d'intenti tramite specifico MEMORANDUM tra ASSOMINERARIA e i Ministeri coinvolti (tra MiSE, MATTM, MIBACT e Assomineraria), finalizzato ad accelerare la dismissione delle piattaforme marine a fine vita.

A seguito dei predetti incontri è stato evidenziato che delle 138 piattaforme marine esistenti, ben 94 sono entro le 12 miglia, ed il 40% delle piattaforme risulta non operativa. Gli operatori possono eseguire la dismissione della piattaforma di produzione entro la fine del periodo di validità del titolo concessorio e non obbligatoriamente alla fine vita produttiva dell'infrastruttura. Questo implica che molte installazioni hanno terminato la fase produttiva e rimangono inoperative, comunque soggette a periodiche verifiche e manutenzioni.

La ex DGS-UNMIG aveva pertanto predisposto una bozza di dichiarazione congiunta che prevedeva l'impegno di Assomineraria (in qualità di principale Associazione di settore delle aziende, italiane e straniere, che operano nell'esplorazione e produzione di minerali e idrocarburi in Italia) a promuovere presso i propri associati (circa 150) l'attuazione del programma italiano delle attività per le dismissioni delle piattaforme offshore. In particolare, tale attività di promozione avrebbe riguardato il decommissioning di un primo elenco contenente n. 34 piattaforme suscettibili di dismissione nei prossimi 5-10 anni: precisamente di n. 22 piattaforme nel c.d. "batch1" e, nelle fasi successive, di n. 12 piattaforme nel c.d. "batch2".

Su tale bozza di Memorandum circolata a dicembre 2018 tra le diverse Amministrazioni ed i Soggetti coinvolti, non si è trovata una piena e idonea condivisione del testo.

Il Ministero dello Sviluppo Economico, avendo successivamente ricevuto comunicazioni da alcune società sia di avvenute rivalutazioni sulle riserve disponibili di alcuni pozzi, cioè sulla "vita" produttiva residua degli stessi, sia di presentazioni di istanze di proroga del titolo concessorio, indicanti ancora interesse al campo, ha eseguito un aggiornamento sulle verifiche delle piattaforme inserite nel batch1 (tutte con pozzi non produttivi salvo una sola ma solo 4 con pozzi chiusi minerariamente) a seguito delle quali ha accordato la richiesta di spostamento di tre piattaforme dal "batch1" al "batch2". A seguito di detto aggiornamento di giugno 2019, il "batch1" include n. 19 piattaforme mentre n. 15 piattaforme sarebbero incluse nel "batch2".

Al riguardo, richiamando l'Elenco predetto delle piattaforme e delle infrastrutture da dismettere minerariamente aggiornato al 31/12/2020 in attuazione del DM del 15 febbraio 2019, si constata che per le 19 piattaforme di cui al batch1 sono state individuate al 31/12/2020 n. 3 piattaforme e infrastrutture da rimuovere senza possibilità di riutilizzo e n. 2 piattaforme e infrastrutture potenzialmente riutilizzabili per scopi diversi dall'attività mineraria (in attesa di conoscere se arriveranno entro il termine del 31/07/2021 eventuali istanze di riutilizzo).

Si rilevano le seguenti possibili motivazioni che possono indurre gli operatori delle piattaforme improduttive a ritardare la chiusura mineraria dei pozzi non produttivi. Le stesse possono essere ricondotte essenzialmente ad:

- una motivazione di natura tecnico-ambientale

L'impianto mobile (Jack Up) che opera nella fase di installazione, sia per ulteriori attività di straordinaria manutenzione (es: workover o perforazione di ulteriori pozzi) che nella fase di decommissioning (chiusura mineraria, smantellamento), si poggia sul fondale marino introducendo le sue tre gambe nel fondale. La rimozione dell'impianto porta alla creazione di una deformazione

localizzata che limita successivamente le possibilità di poter ritornare in situ. In base alle caratteristiche del fondale, della piattaforma, della posizione delle condotte sottomarine e dell'impianto stesso non sono disponibili che poche possibilità di utilizzare l'impianto in sicurezza (circa 3 in genere). Il posizionamento su vecchie impronte crea un alto rischio di non poter avere le giuste condizioni di stabilità dell'impianto, tanto che le stesse assicurazioni sono molto attente nel valutare il rischio di un impianto in aree con impronte precedenti. Dette condizioni possono pertanto limitare l'uso degli impianti mobili per ragioni di sicurezza e per minimizzare l'impatto sull'ambiente.

- una motivazione di natura economico-logistica

Gli impianti mobili che operano sulle piattaforme sono in numero ridotto e si configurano come strutture logistiche tecniche di servizio, di proprietà di società specializzate, che si muovono in tutto il mondo (essendo assimilabili a navi), e che le società operatrici devono gestire come fornitura (quindi attraverso gare d'appalto e prenotazione a medio periodo). Pertanto per agevolare la logistica ed abbattere i costi, gli operatori cercano di ottimizzare la programmazione delle campagne di chiusura mineraria, cercando di ricomprendere tutti i pozzi di più piattaforme in dismissione e le successive rimozioni.

Il MiTE ha recentemente eseguito anche specifiche attività di verifica ed approfondimento di natura tecnico-statistica in merito alla situazione per le concessioni a mare da cui è emerso in sintesi che le concessioni di coltivazione di idrocarburi attualmente vigenti in mare sono 61; di cui attualmente 18 risultano improduttive. Di queste, n. 11 non hanno mai prodotto dalla data di conferimento del titolo. Si constata che n. 8 di queste concessioni sono ubicate nell'Alto Adriatico in zona interdotta (art. 8 del DL 112/2008) per motivi di potenziale rischio di subsidenza. Mentre n. 1 concessione risulta improduttiva da 1-5 anni, n. 2 concessioni risultano improduttive da 6-10 anni e n. 10 concessioni risultano improduttive da oltre 20 anni.

### **2.2.5. Le produzioni di idrocarburi in terraferma ed in mare - La produttività**

Riguardo ad un maggiore dettaglio sulla situazione energetica nazionale (produzioni, consumi, etc...) in relazione alle diverse fonti energetiche, si rimanda al capitolo 5.2.1 "Energia", dov'è approfondito sia l'andamento della quota di energia da combustibili fossili, che la produzione primaria nazionale per fonte energetica, rispetto al consumo interno lordo nazionale di energia negli ultimi 20 anni.

In particolare gli andamenti delle produzioni nazionali di idrocarburi degli ultimi venti anni sono sintetizzati nella tabella seguente. Al riguardo, si evidenzia che per l'anno 2020, rispetto all'anno precedente, la produzione di idrocarburi ha registrato un decremento della produzione di gas naturale (-11,36%) e un incremento della produzione di olio greggio (+26,13 %).

I grafici seguenti rappresentano le serie storiche dal 1999 al 2020 distinguendo l'andamento della produzione per il gas naturale e per l'olio greggio sia in terraferma che a mare, oltre che fornendo l'andamento totale per anno.

Inoltre, è rimarchevole che le **produzioni nazionali di gas ed olio nel 2020 hanno contribuito rispettivamente per circa il 6,2% e circa il 11,3% al fabbisogno nazionale.**



Tabella 2.2-15: Produzione di idrocarburi in terra e in mare. Serie storica 2000-2020

Anno	GAS (miliardi di Sm <sup>3</sup> )			OLIO (milioni di t)		
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale
2000	3,66	13,11	16,77	3,20	1,36	4,56
2001	2,94	12,61	15,55	3,11	0,96	4,07
2002	2,79	12,15	14,94	4,47	1,03	5,50
2003	2,68	11,32	14,00	4,54	1,00	5,54
2004	2,38	10,54	12,92	4,46	0,95	5,41
2005	2,41	9,55	11,96	5,32	0,77	6,09
2006	2,33	8,51	10,84	5,06	0,70	5,76
2007	2,35	7,28	9,63	5,08	0,76	5,84
2008	2,26	6,81	9,07	4,69	0,53	5,22
2009	2,00	5,90	7,90	4,00	0,50	4,50
2010	2,10	5,80	7,90	4,40	0,70	5,10
2011	2,30	6,00	8,30	4,60	0,64	5,24
2012	2,47	6,07	8,54	4,90	0,47	5,37
2013	2,43	5,28	7,71	4,76	0,72	5,48
2014	2,42	4,86	7,28	4,99	0,76	5,75
2015	2,35	4,53	6,88	4,70	0,75	5,45
2016	1,75	4,27	6,02	3,02	0,72	3,74
2017	1,90	3,75	5,65	3,48	0,66	4,14
2018	2,17	3,38	5,55	4,13	0,54	4,67
2019	2,05	2,93	4,98	3,82	0,45	4,27
2020	2,00	2,42	4,42	4,94	0,44	5,38

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

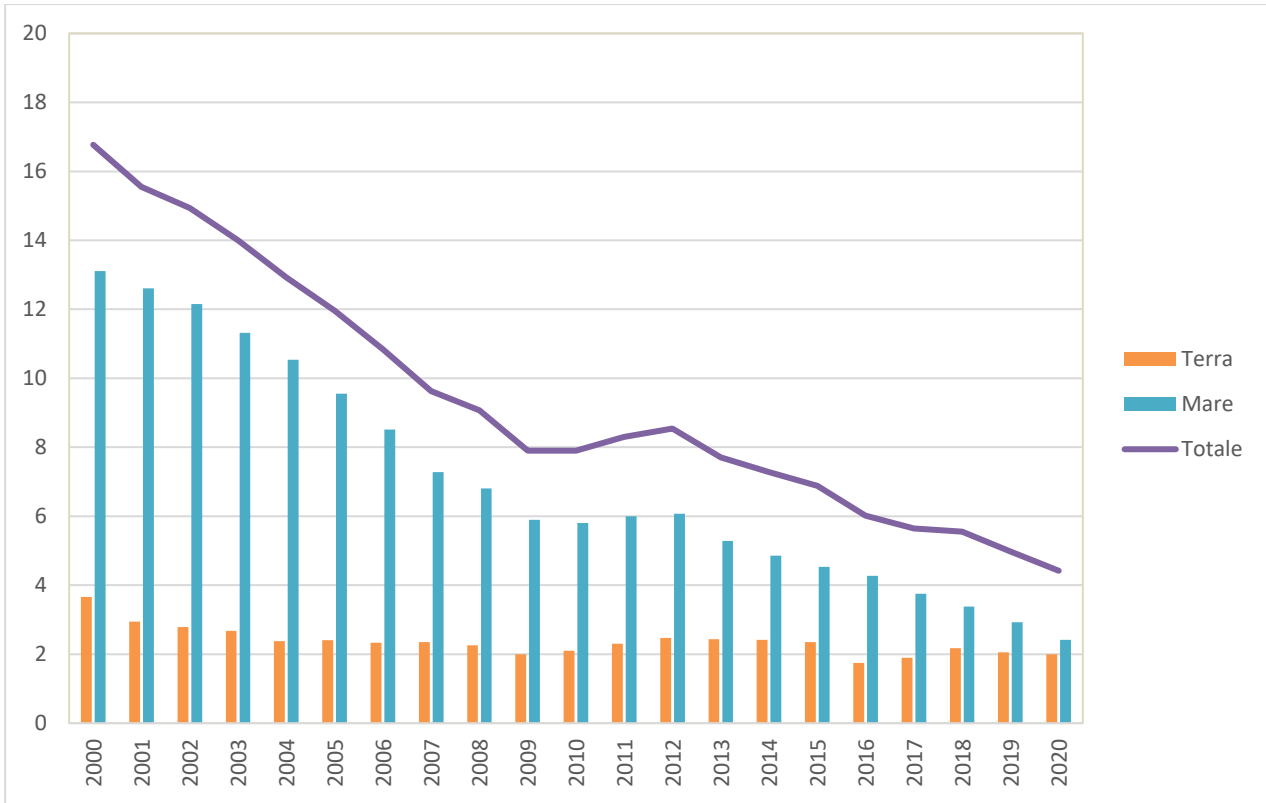


Figura 2.2-15: Produzione di gas naturale (miliardi di Sm³). Serie storica anni 2000-2020

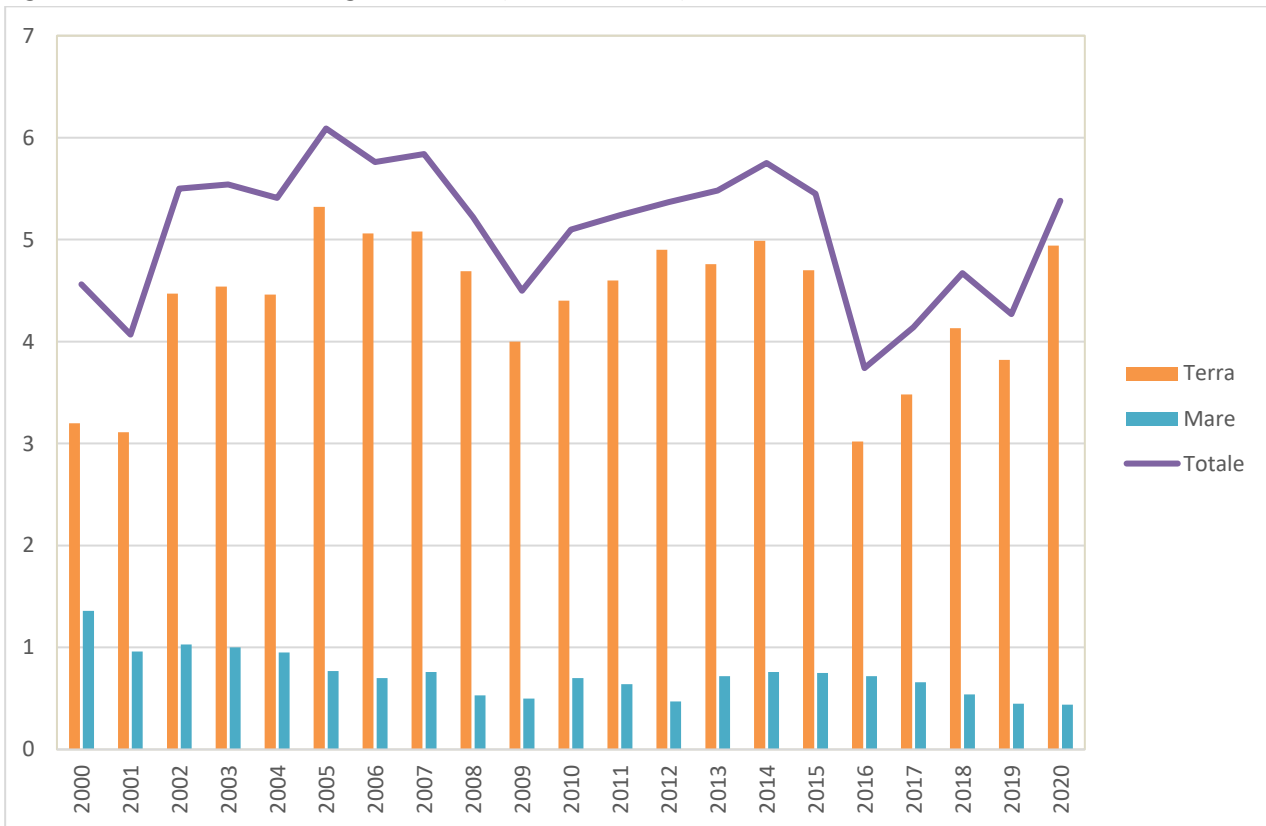


Figura 2.2-16: Produzione di olio greggio (milioni di tonnellate). Serie storica anni 2000-2020

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

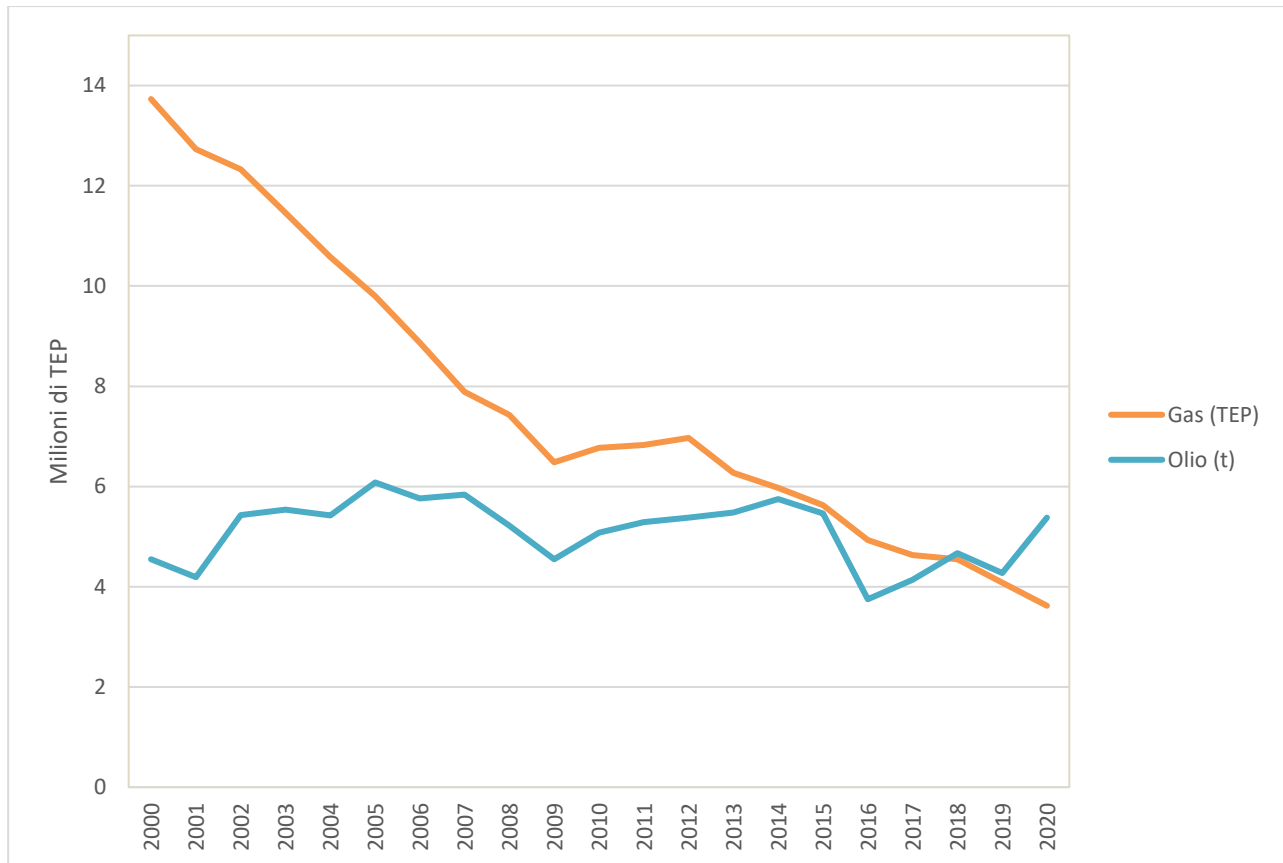


Figura 2.2-17: Produzione (milioni di tonnellate). Serie storica anni 2000-2020

Nel grafico precedente (Figura 2.2-17) i valori di produzione di gas naturale sono stati convertiti in milioni di TEP (tonnellate equivalenti di petrolio) in modo da poterli confrontare direttamente con i valori di produzione di olio greggio. Fino all'anno 2000 la produzione di gas naturale era molto superiore a quella di olio greggio, ma tale differenza è andata man mano a ridursi nel corso degli ultimi 20 anni fino ad annullarsi nel 2018, quando per la prima volta in assoluto è stata registrata una produzione di gas naturale minore di quella dell'olio greggio. La tendenza è confermata dai dati di produzione dell'anno 2020 (3,62 milioni di TEP di gas e 5,38 milioni di tonnellate di olio greggio).

La produzione sia di gas naturale che di olio greggio può essere distinta per Regione e per zona marina di estrazione.

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 2.2-16: Produzione di gas distinta per Regione/zona marina

Regione/Zona	2020	2019	Variazione % 2020/2019	% totale nazionale
Abruzzo	8,52	15,79	-46,04%	0,19%
Basilicata	1.504,80	1.493,82	0,74%	34,07%
Calabria	5,61	5,9	-4,92%	0,13%
Emilia Romagna	142,38	166,38	-14,42%	3,22%
Lombardia	12,90	18,65	-30,83%	0,29%
Marche	5,93	5,64	5,14%	0,13%
Molise	73,87	82,15	-10,08%	1,67%
Piemonte	7,96	7,67	3,78%	0,18%
Puglia	71,49	78,47	-8,90%	1,62%
Sicilia	164,61	178,7	-7,88%	3,73%
Toscana	2,87	2,64	8,71%	0,06%
Veneto	1,35	0,12		0,03%
TOTALE TERRA	2.002,28	2.055,92	-2,61%	45,33%
Zona A	1.358,61	1.645,73	-17,45%	30,76%
Zona B	692,93	820,43	-15,54%	15,69%
Zona C	4,06	4,15	-2,17%	0,09%
Zona D	359,27	456,98	-21,38%	8,13%
TOTALE MARE	2.414,86	2.927,28	-17,50%	54,67%
TOTALE	4.417,14	4.983,20	-11,36%	100,00%

[milioni di Sm<sup>3</sup>]

Tabella 2.2-17: Produzione di olio distinta per Regione/zona marina

Regione/Zona	2020	2019	Variazione % 2020/2019	% totale nazionale
Basilicata	4.511,90	3.304,86	36,52%	83,80%
Emilia Romagna	27,96	30,85	-9,37%	0,52%
Molise	12,14	12,38	-1,94%	0,23%
Piemonte	12,68	17,51	-27,58%	0,24%
Sicilia	377,79	454,31	-16,84%	7,02%
TOTALE TERRA	4.942,47	3.819,90	29,39%	91,80%
Zona B	231,03	224,81	2,77%	4,29%
Zona C	210,44	223,77	-5,96%	3,91%
TOTALE MARE	441,47	448,58	-1,59%	8,20%
TOTALE	5.383,94	4.268,48	26,13%	100,00%

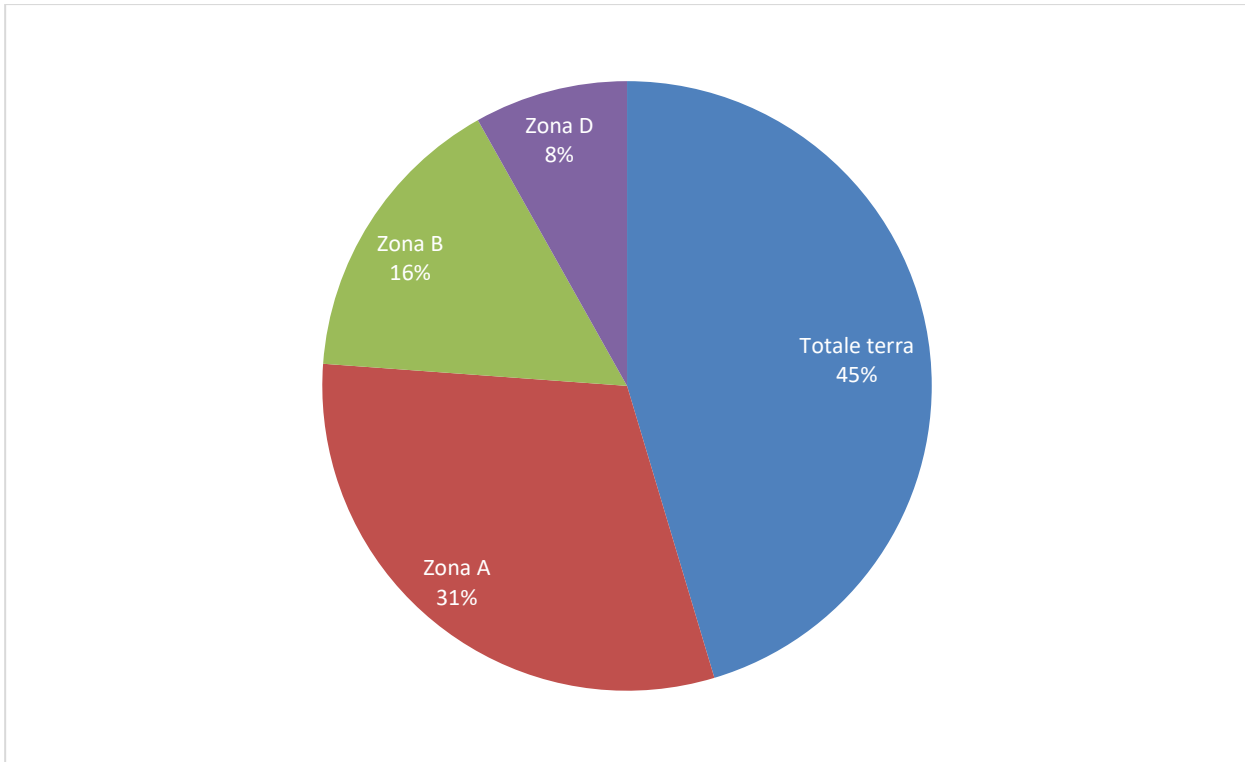
[migliaia di tonnellate]

Nel 2020 è stata registrata una produzione di gas naturale, sia sulla terraferma che in mare, pari a 4,42 miliardi di Sm<sup>3</sup>, con un decremento del 11,4 % rispetto alla produzione 2019 (4,98 miliardi di Sm<sup>3</sup>).

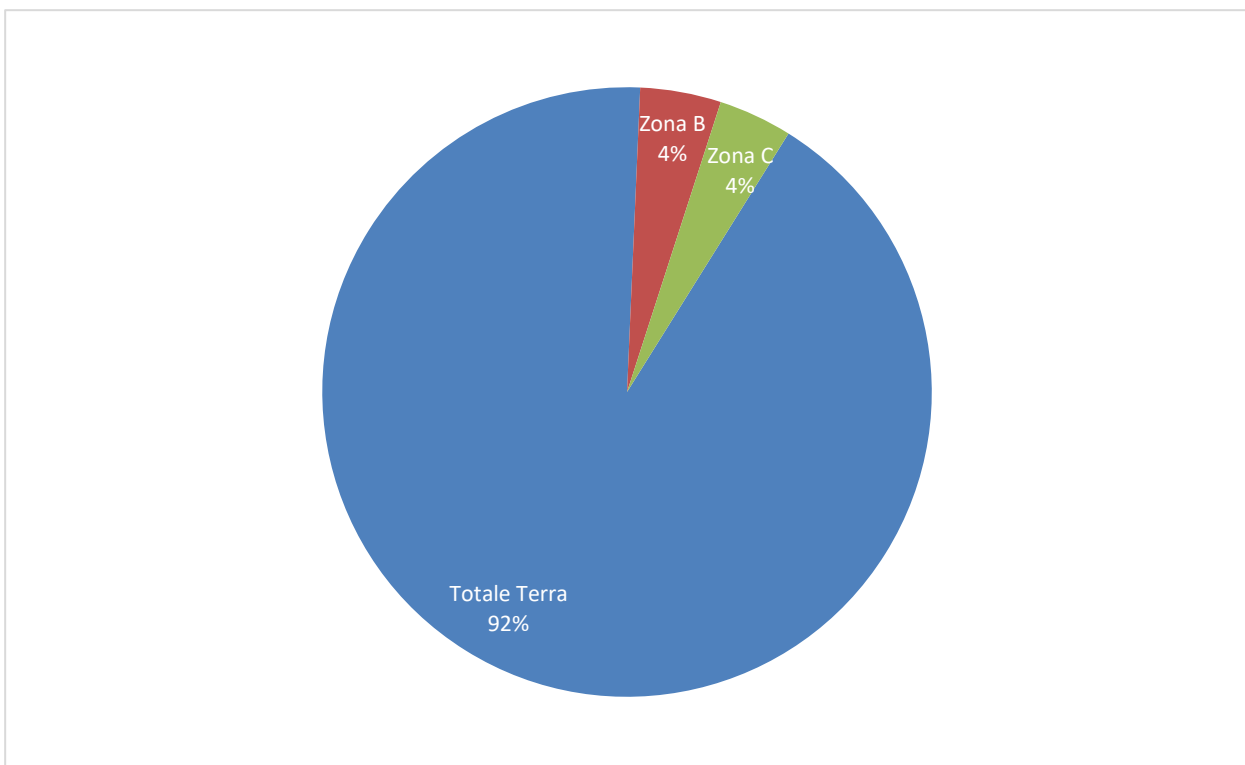
Gran parte della produzione complessiva di gas nazionale registrata nel 2020 è ascrivibile alle 17 concessioni più produttive che hanno realizzato complessivamente 3.566 milioni di m<sup>3</sup>, pari all'81% della produzione nazionale. Quanto fin qui rappresentato evidenzia come la produzione di gas nazionale sia concentrata solo in una ridotta percentuale delle concessioni attive: circa il 9% delle concessioni attive fornisce oltre l'80% della produzione nazionale.

Nel 2020 si è registrata una produzione di olio greggio pari a 5,38 milioni di tonnellate con un incremento del 26,13 % rispetto alla produzione 2019 (4,27 milioni di tonnellate).

La produzione complessiva di olio greggio dell'anno 2020 è principalmente ascrivibile alle 4 concessioni più produttive (circa il 2% delle concessioni vigenti) che hanno realizzato complessivamente 4.893 milioni di tonnellate, pari a oltre il 90% della produzione nazionale.

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

*Figura 2.2-18: Produzione di gas naturale distinta per zona marina. Anno 2020*



*Figura 2.2-19: Produzione di olio greggio distinta per zona marina. Anno 2020*

Per l'analisi di dettaglio sulle motivazioni della non produttività sono escluse dal perimetro le concessioni in Sicilia; pertanto, al 30 giugno 2021 sono vigenti 172 concessioni di coltivazione di idrocarburi di cui 111 in terraferma e 61 in mare.

Tabella 2.2-18: Situazione delle concessioni a Terra

Stato attuale della concessione	Concessioni di coltivazione
Produttiva	50
Improduttiva	61
Attesa ripristino ambientale	22
Periodo improduttività inferiore a 1 anno	1
Periodo improduttività 1-5 anni	15
Periodo improduttività 6-10 anni	11
Periodo improduttività 11-20 anni	9
Periodo improduttività 21-30 anni	2
Periodo improduttività 31-40 anni	1
Totale complessivo	111

Tabella 2.2-19: Situazione delle concessioni a Mare

Stato attuale della concessione	Concessioni di coltivazione
Produttiva	43
Improduttiva	18
Attesa ripristino ambientale	4
Periodo improduttività inferiore a 1 anno	1
Periodo improduttività 1-5 anni	1
Periodo improduttività 6-10 anni	2
Periodo improduttività 21-30 anni	0
Periodo improduttività 31-40 anni	3
Periodo improduttività oltre i 40 anni	4
Totale complessivo	61

Delle 79 concessioni improduttive, risulta che 19 concessioni non hanno mai prodotto (alcune perché in zona interdetta D.L. 112/2008, altre in fase di approfondimento istruttorio, altre in fase di start-up).

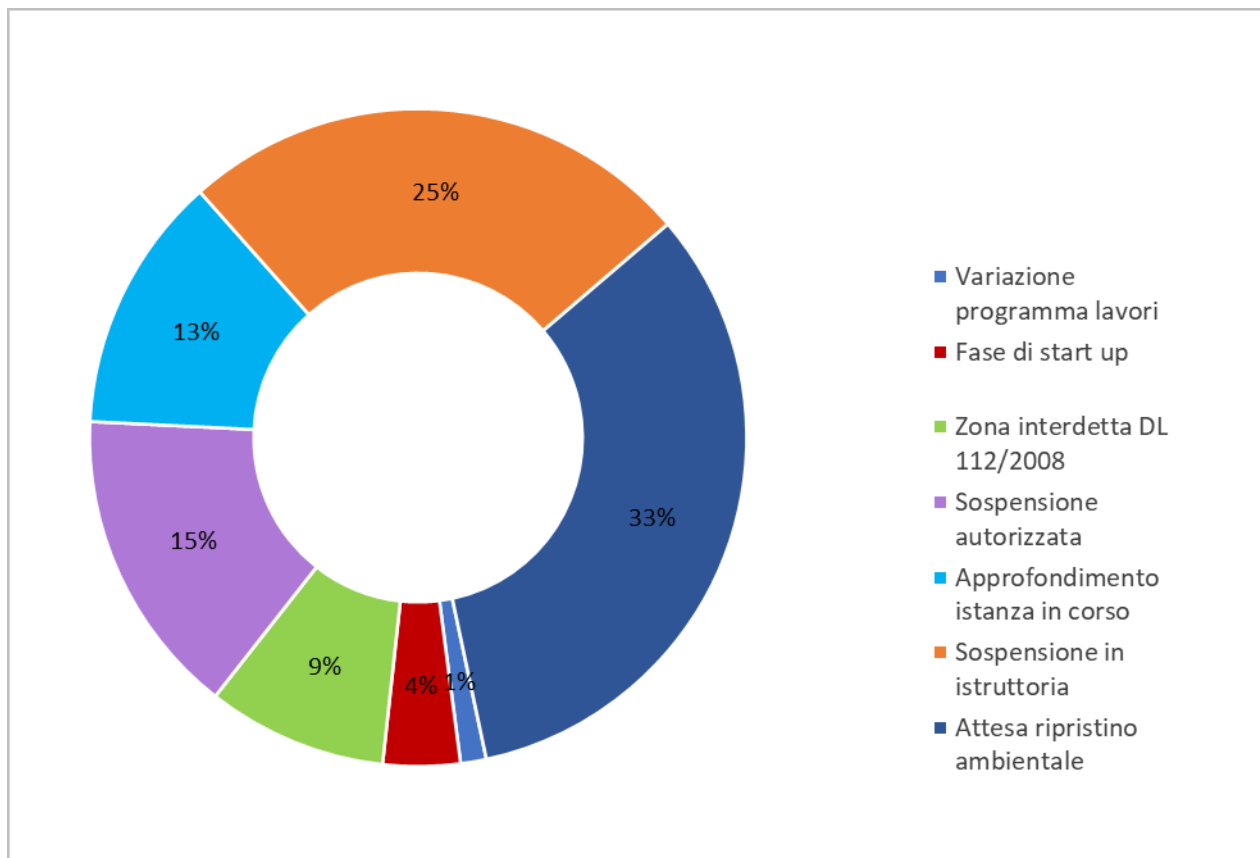


Figura 2.2-20: Natura della mancata produzione

Il 33% delle concessioni non produttive, pari a 26, è in attesa di ripristino ambientale.

Al riguardo si precisa che delle predette 26 concessioni non produttive in attesa di ripristino ambientale, 22 sono le concessioni che sono cessate (BAGNOLO MELLA, CALCIANO, CANONICA, CIGNONE, CORTEMAGGIORE, FIUME TRESTE, GAGGIANO, MANARA, MASSERIA ACQUASALSA, MASSERIA PETRILLI, NOVA SIRI SCALO, ORSINO, OVANENGO, PECORARO, PESSANO, PORTO CORSINI TERRA, S. BENEDETTO DEL TRONTO, SAN GERVASIO, TORRENTE VULGANO, A.C. 28.EA, B.C. 12.AS, F.C. 2.AG), mentre 4 sono le concessioni che hanno inoltrato istanza di rinuncia, e che quindi anche se ancora non cessate, possono considerarsi in attesa di ripristino ambientale per la “natura” della mancata produzione e per le finalità del PiTESAI (B.C21.AG, Capparuccia, Colle S.Giovanni, Monte Verdese).

La cancellazione di un titolo minerario non segue la sola “rinuncia” da parte dell’operatore, ma è vincolata al ripristino ambientale che avviene dopo:

- la predisposizione di un piano di bonifica;
- la valutazione della P.A. e l’intesa da parte della Regione competente.

Per quanto concerne la normativa di settore in materia di sospensione dei lavori di coltivazione, si richiama che già ai sensi dell’art. 26 del R.D. 29 luglio 1927 n. 1443, nonché come successivamente specificato dall’art. 33, comma 1, del Decreto Direttoriale 15 luglio 2015 “*Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 25 marzo 2015 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli*” (Pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 3 settembre 2015, Serie generale, N.204): “*Il titolare non può sospendere i lavori di coltivazione e di ricerca nell’ambito di una*



*concessione o di una fase di coltivazione del titolo concessorio unico, né ridurre la produzione di regime della concessione salvo nei casi di provata motivazione tecnica o riconosciuta causa di forza maggiore o senza autorizzazione della sezione UNMIG competente, per periodi fino a 12 mesi, o del Ministero per periodi superiori.*"

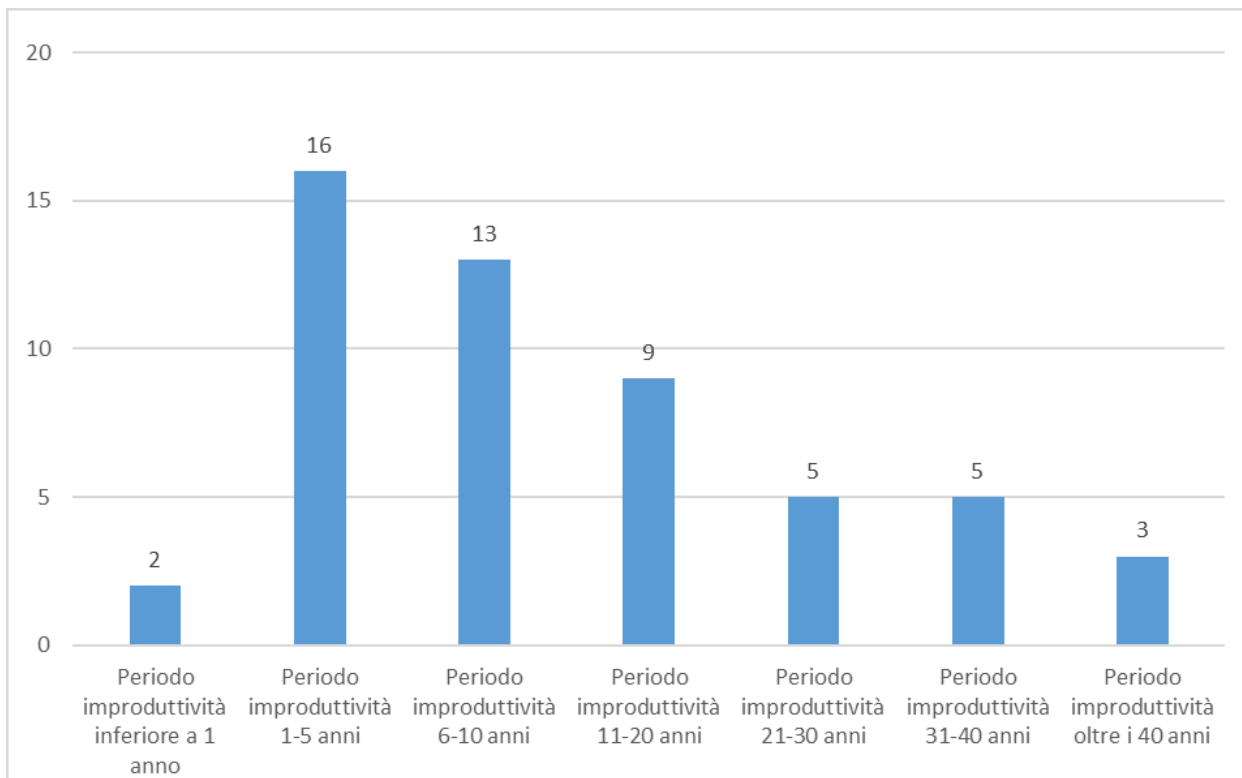


Figura 2.2-21: Periodo di improduttività

### 3. DETERMINAZIONE DELLE AREE IDONEE E DEI TITOLI VIGENTI COMPATIBILI AI SENSI DELL'ART. 11-TER COMMA 8 LEGGE 12/19

I dati e le informazioni a supporto del processo di redazione del PiTESAI e delle analisi e valutazioni ambientali sono stati raccolti, catalogati ed elaborati attraverso la predisposizione di un Sistema informativo (Web GIS sinacloud) sviluppato e gestito da ISPRA.

Ciascuno strato informativo fornito dalle Amministrazioni competenti è stato acquisito e armonizzato all'interno di un GeoDataBase.

Tali informazioni e strati informativi sono accessibili con un applicativo Web GIS, per il tramite di un GIS Service Layer, per la consultazione e interrogazione, al seguente link:

<https://sinacloud.isprambiente.it/portal/apps/webappviewer/index.html?id=44b6c75b5e994703b9bd6adf51561a7d>

La piattaforma mette a disposizione i dati forniti e quelli derivanti dalle elaborazioni finalizzate alla definizione e valutazione ambientale del presente Piano.

### 3.1. Ambito territoriale di riferimento del PiTESAI

L'ambito territoriale di riferimento del PiTESAI rappresenta l'ambito nel quale si possono manifestare gli effetti sull'ambiente dovuti all'attuazione del PiTESAI e pertanto è correlato alle aree in cui potranno attuarsi le scelte del Piano.

Si riportano di seguito elementi utili all'individuazione di tale ambito territoriale di riferimento che costituisce l'oggetto delle analisi e delle valutazioni ambientali del presente Rapporto Ambientale.

Un primo elemento importante è rappresentato dall'effettiva presenza di un potenziale geominerario elevato che giustifichi l'esplorazione di idrocarburi.

Il vasto bagaglio di conoscenze del sottosuolo che l'esplorazione di idrocarburi ha conseguito negli ultimi 100 anni (Casero, 2004; Bertello et al. 2010, Videpi.com, 2020) ha permesso il riconoscimento e la caratterizzazione di numerose strutture geologiche con un potenziale espresso in termini di riserve e di risorse, così come per altre è ipotizzabile l'esistenza di un potenziale geominerario in via teorica, oppure la totale assenza dello stesso - criterio geologico.

#### Elementi generali e cenni storici

Gli idrocarburi rappresentano una materia prima organica fossile, formatasi per diagenesi in ambiente euxinico (anossico) di sedimenti con un contenuto più o meno elevato di materia vegetale e animale (sono le cosiddette rocce madri, deposte per lo più in aree palustri, delta fluviali, laghi, bacini marini semichiusi e profondi). Particolari condizioni di pressione e temperatura, unite all'ambiente riducente, portano allo sviluppo di molecole più o meno complesse di carbonio ed idrogeno (idrocarburi). La molecola più semplice è quella del metano (CH<sub>4</sub>) che costituisce il cosiddetto gas naturale. Gli idrocarburi, più leggeri dell'acqua, tendono a separarsi da questa muovendosi verso l'alto, accumulandosi talvolta in sedimenti porosi (sabbie, arenarie, carbonati: le rocce serbatoio) quando sormontati da sedimenti impermeabili, che ne impediscono un'ulteriore migrazione verso la superficie. Grazie a tali particolari situazioni geologiche ("trappole", stratigrafiche e/o strutturali), si formano giacimenti (*reservoirs* in Inglese).

Gli studi geologici e le prospezioni geofisiche permettono di riconoscere la presenza di rocce madri e rocce serbatoio ed individuare eventuali trappole da investigare con perforazioni. Queste ultime solo raramente si spingono a profondità superiori ai 5000 metri, rimanendo per lo più comprese tra i 1000 ed i 4000 metri.

Lo sfruttamento minerario degli idrocarburi ha in Italia una storia antica. Il bitume era cavato già in epoca romana in aree ancora oggi note per le manifestazioni di idrocarburi (Martinelli et al., 2012; Etiope, Cazzini, 2018) (Figura 3.1-1) ed utilizzato per calafatare, illuminare, e addirittura curare varie malattie. L'esplorazione petrolifera con criteri moderni e finalità industriali nacque nella seconda metà del 1800, con pozzi ubicati proprio nelle aree di manifestazioni note, ad esempio in Pianura Padana (es.: piacentino e modenese, Sassuolo: *saxum oleum*), in Abruzzo (es., Tocco, Scafa, Lettomanoppello), in Basilicata (es.: Tramutola) ed in Sicilia (es., Girgenti, Blufi).

L'autarchia tra le due guerre mondiali, seguita agli embarghi economici dopo l'invasione dell'Etiopia, pur non riguardando petrolio e carbone, diede un forte impulso alla ricerca, che però ebbe risultati notevoli solo nel dopoguerra con l'AGIP di Mattei, quando iniziò la scoperta di numerosi giacimenti a gas e ad olio inizialmente in Pianura Padana, seguiti da scoperte soprattutto in Adriatico, Abruzzo, Sicilia, fino agli ultimi importanti giacimenti ad olio in Basilicata<sup>27</sup>.

---

<sup>27</sup> Per approfondimenti generali sulla storia della ricerca e coltivazione degli idrocarburi si veda Coppi et al. (2017) - <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/informazioni/pubblicazioni/unmig-1957-2017-sessantesimo-anniversario-dell-ufficio-idrocarburi>

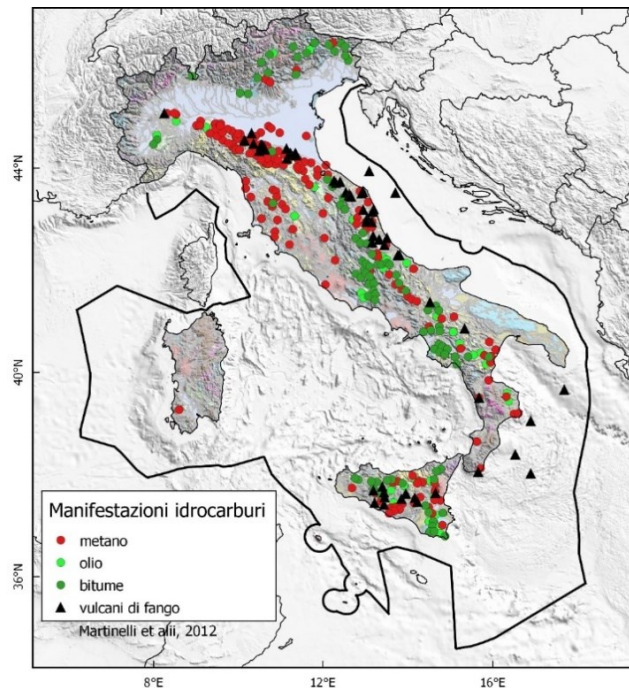


Figura 3.1-1: Manifestazioni naturali di gas, olio e bitume in Italia [Elaborazioni ISPRA-SGI, 2019 su dati raccolti da Martinelli et al., 2012]

**Aree di potenziale interesse minerario (criterio geologico)**

La geologia italiana è sostanzialmente caratterizzata da due grandi sistemi orogenici (Alpi ed Appennini), avanfosse (Pianura Padana, Adriatico, Gela) come evidenziato nella carta di Figura 3.1-2.

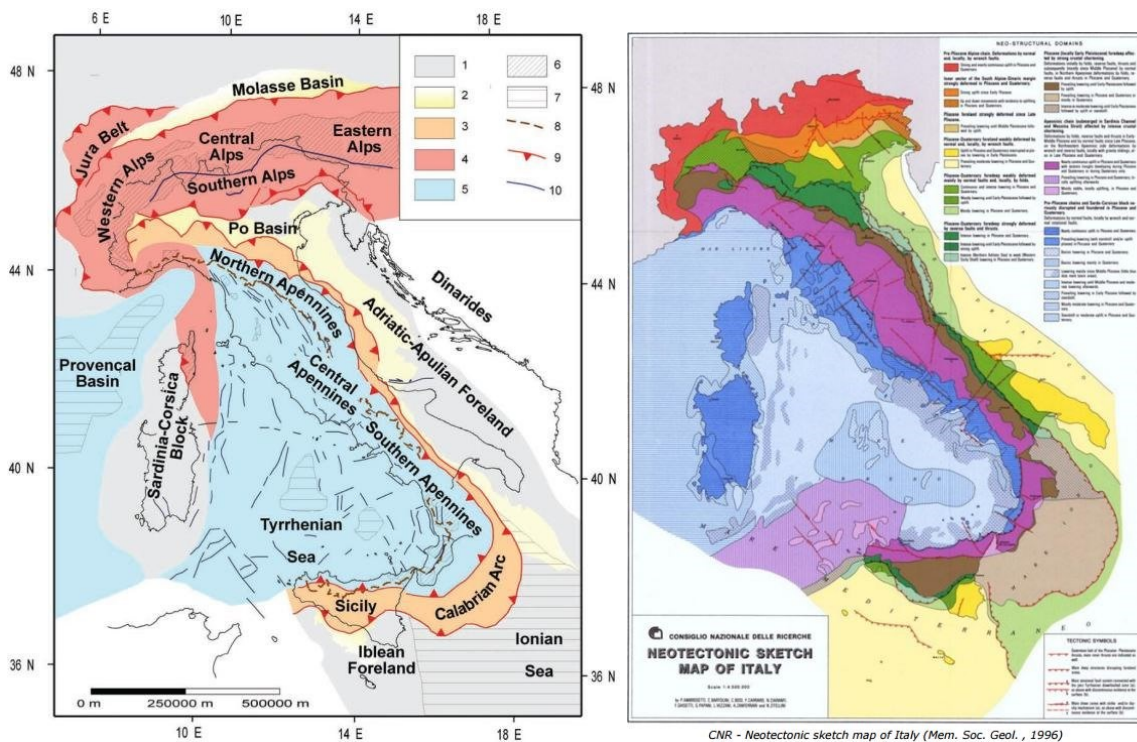


Figura 3.1-2: Schema strutturale semplificato dell'area italiana (Scrocca et al., 2003) Ridisegnare ed inserire legenda [ISPRA-SGI] e Carta neotettonica d'Italia [CNR, 1996]

In ampie aree, l'assetto geologico è chiaramente indicativo di condizioni sfavorevoli alla presenza di idrocarburi, per la mancanza di rocce madri e/o per le condizioni termiche e/o litologiche nel sottosuolo: in gran parte del Mar Tirreno, nell'area alpina, nelle aree ad elevato gradiente geotermico, e in generale dove il basamento metamorfico/cristallino risale verso la superficie o affiora (ad esempio parte di Calabria e Sardegna). In altre aree, la complessità geologica, nonostante la probabile presenza di condizioni favorevoli, ha scoraggiato i costosi investimenti necessari. Infine, altre aree, ad esempio il Mar Balearico ad occidente della Sardegna, non sono state oggetto sinora di prospezioni, nonostante le probabilmente favorevoli condizioni geominerarie per l'affinità all'area offshore del nord delle coste mediterranee spagnole.

Bertello et al. 2010 definiscono le principali province geologiche italiane distinguendole in aree con potenziale ad olio e a gas naturale di tipo biogenico e termogenico, partendo dai principali giacimenti e scoperte sul territorio italiano fino ad allora (Figura 3.1-3). Pertanto, oltre alle menzionate cartografie e studi geologici e tettonica, in base a questo punto di partenza relativo alle province geologiche ed all'uso del database videpi.com si è proceduto ad un aggiornamento del potenziale geominerario in una prospettiva geologica.

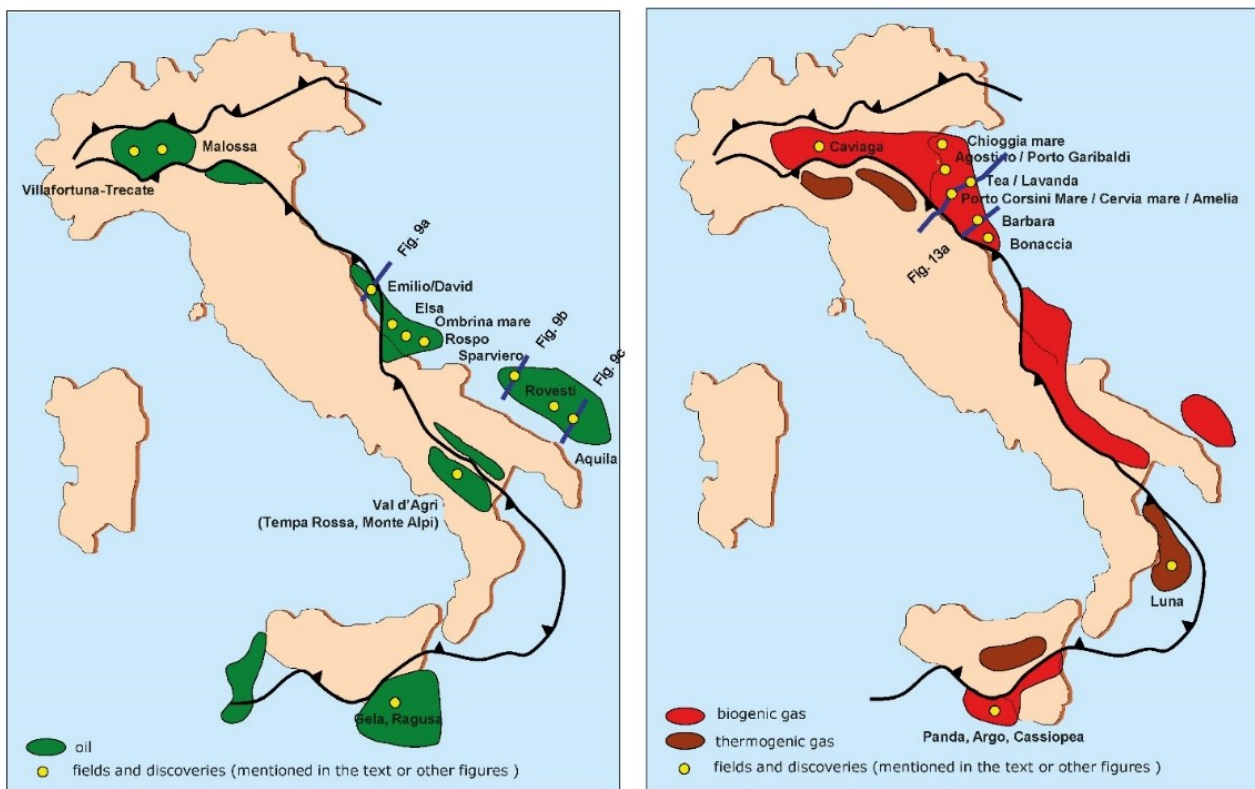
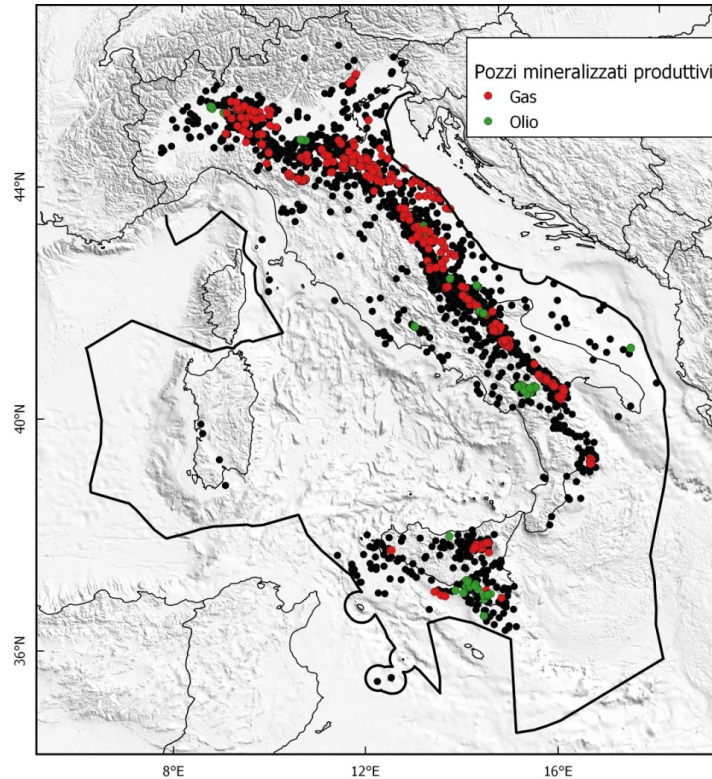


Figura 3.1-3: Quadro conoscitivo generale delle principali province geologiche per gli idrocarburi [Bertello et al., 2010]

Le conoscenze attuali di tipo teorico e i risultati della ricerca ed esplorazione sono sufficienti a definire delle aree vaste con diverso potenziale, e soprattutto a delimitare le aree certamente prive di interesse geominerario per gli idrocarburi. Una fonte di conferma importante è l'attività effettuata di ricerca fin dal

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

1800, ossia di perforazioni di pozzi esplorativi storici e recenti. L'andamento ben emerge dall'elaborazione del database videpi.com che è stato utilizzato come ulteriore fonte per la definizione del potenziale geominerario italiano da un punto di vista geologico (Figura 3.1-4) grazie alla presenza dei risultati di mineralizzazione (o risultati sterili).



*Figura 3.1-4: Pozzi mineralizzati e produttivi in Italia. In nero i pozzi con documentazione consultabile in VIDEPI (<http://www.videpi.com/videpi/pozzi/consultabili.asp>). [Elaborazioni ISPRA-SGI, 2019 su dati raccolti da Martinelli et al., 2012]*

Per supportare le analisi ambientali, tenendo conto delle incertezze del quadro conoscitivo attuale, sono state perimetrare le aree definendo tre classi in funzione del loro interesse minerario:

- **IME → Interesse Minerario Elevato** (qui l'esplorazione ha avuto i maggiori successi e si sono concentrati nel tempo le concessioni ed i permessi);
- **IMM → Interesse Minerario Marginale** (Le mineralizzazioni trovate sono episodiche e solo localmente sfruttate, anche per la modestia della risorsa. Non si può però escludere la presenza di giacimenti anche rilevanti, date le condizioni geologiche, in genere non sfavorevoli, e la sporadicità delle indagini condotte sinora);
- **IMI → Interesse Minerario Incerto** (sostanziale assenza di indagini, ma condizioni geologiche potenzialmente favorevoli sulla base dei pochi dati disponibili).

I confini tra le tre aree vanno intesi come indicazioni di massima e non limiti precisi, soprattutto in assenza di ulteriori ed estese indagini. Tali confini rappresentano riferimenti utili per la definizione dell'ambito di riferimento per la VAS del PiTESAI secondo un approccio di tipo conservativo per eccesso; le aree al di fuori di essi sono da considerarsi prive di interesse minerario.

In Figura 3.1-5, sovrapposta alle tre classi individuate sulla base dell'interesse minerario, è indicata la mineralizzazione attesa prevalente, distinta in gas, gas e olio, olio. Una mineralizzazione a gas ed olio nello

stesso giacimento è relativamente comune. In tale caso, si cerca di lasciare in posto il gas per mantenere più alte possibili le pressioni, così da facilitare la fuoriuscita dell'olio. In figura, l'indicazione di gas ed olio nella stessa Regione si riferisce spesso a diversi temi di ricerca, uno più superficiale a gas metano, prevalentemente in depositi clastici mio-pliocenici, ed uno più profondo ad olio, in rocce carbonatiche della serie meso-cenozoica. Le aree indicate come mineralizzate ad olio corrispondono ai principali giacimenti noti.

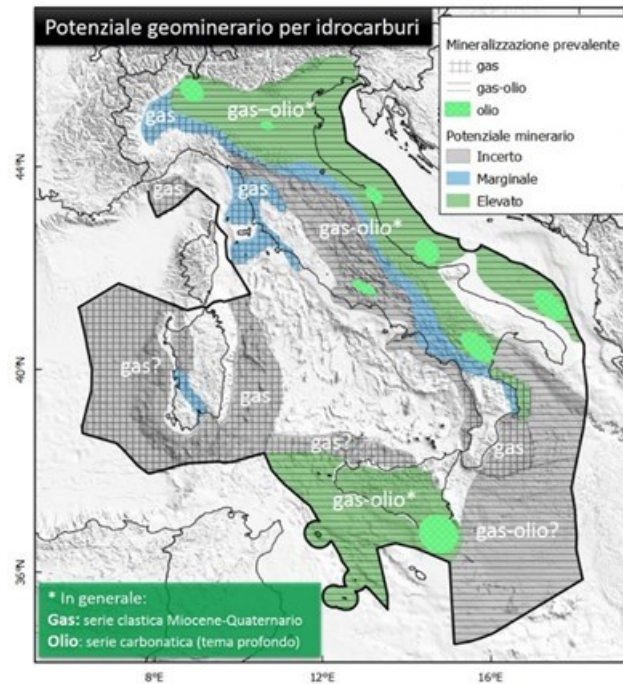


Figura 3.1-5: Perimetrazione del potenziale geominerario definito con criterio geologico per gli idrocarburi (Fonte: Vittori et al. 2019)

### Approccio geominerario-amministrativo

Un ulteriore elemento da affiancare al criterio geologico sopra riportato per definire l'ambito territoriale di riferimento con maggior dettaglio è l'approccio che considera la cartografia mineraria dell'UNMIG relativa all'evoluzione delle aree in cui sono stati conferiti titoli di prospezione, di ricerca e di coltivazione di idrocarburi. Questa è disponibile dal 1990. Inoltre è possibile considerare anche alcune cartografie storiche relativi ai periodi in cui vigeva anche la cosiddetta zona esclusiva ENI-AGIP nella pianura padana, prima della privatizzazione avvenuta a metà degli anni '90 (Figura 3.1-6).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

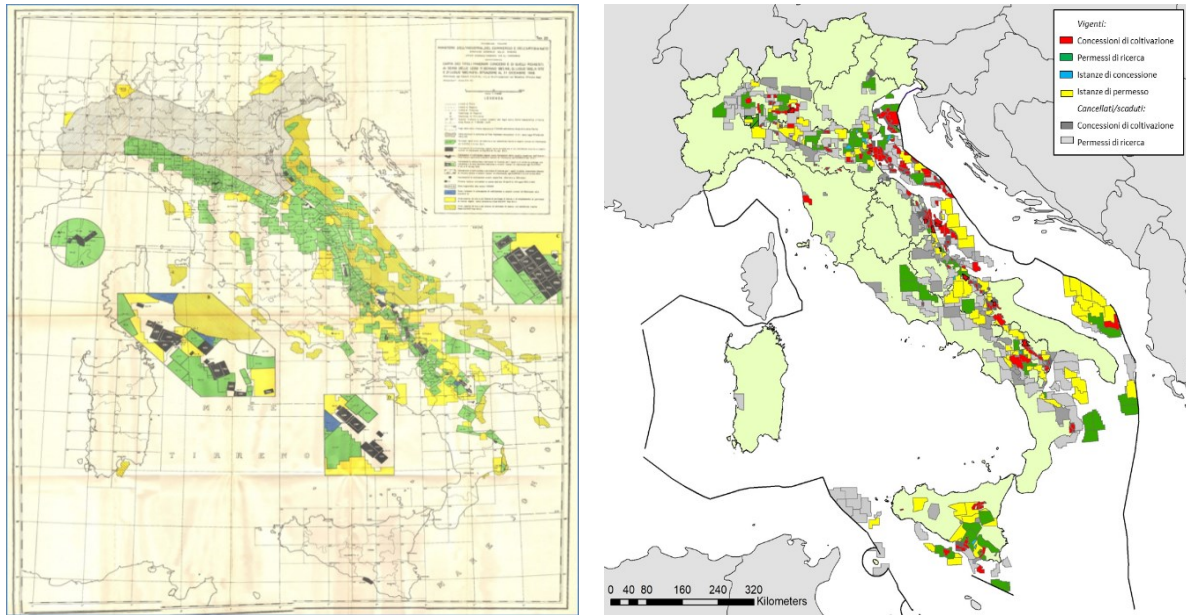


Figura 3.1-6: Carta dei titoli minerari 1968 e Carta dei titoli minerari vigenti e non vigenti in Italia anni 1990-2021 [Fonte: Elaborazioni su database DGISSEG – Ufficio Cartografia, 2021]

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

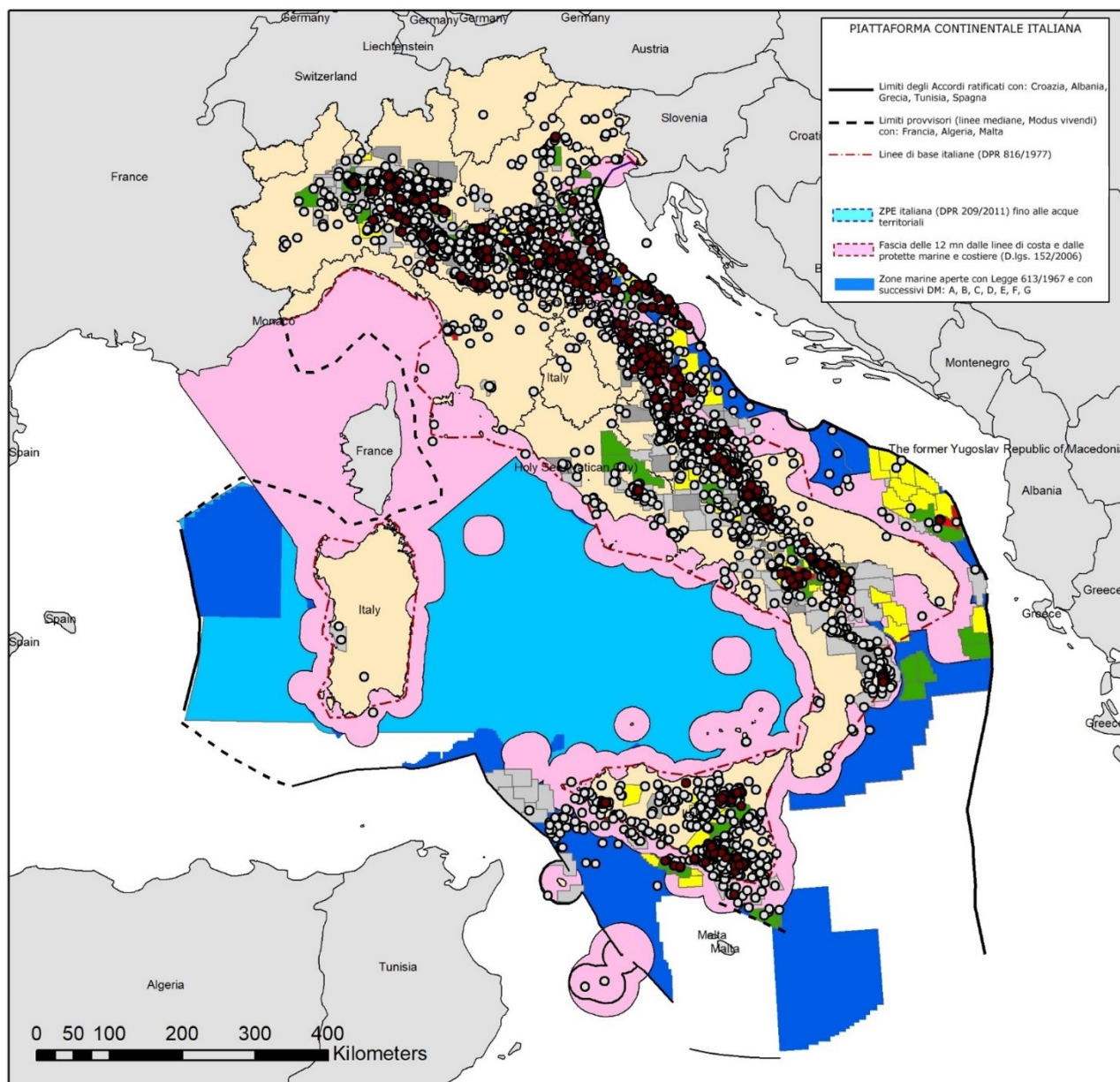


Figura 3.1-7. – Carta generale con tematismi minerari [Fonte: Elaborazioni su database DGISSEG – Ufficio Cartografia, 2021]

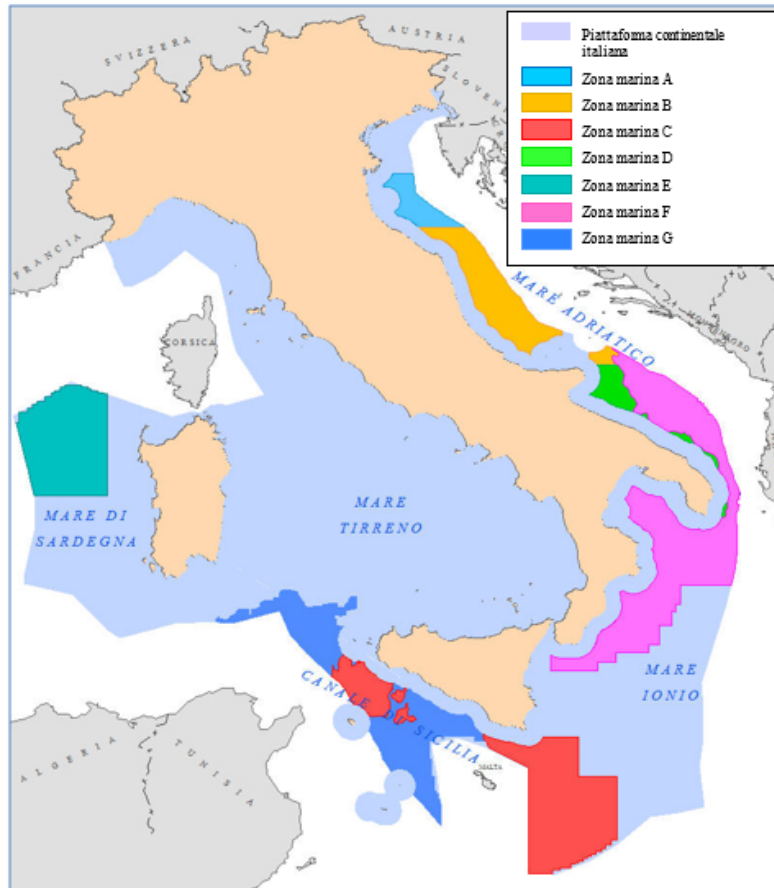
La cartografia delle zone marine è descritta al paragrafo 1.1.3 “La zonazione delle aree marine aperte per la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi e i divieti ambientali” ove è riportato il dettaglio evolutivo nel tempo delle rimodulazioni e dei divieti.

Attualmente la superficie totale delle zone marine aperte alle attività minerarie, come rimodulate dal D.M. 9/08/2013 con lo stralcio delle aree vietate e della fascia delle 12 miglia nautiche dalle coste e dalle aree marine e costiere protette, è di circa km<sup>2</sup> 114.912 e costituisce circa il 21% della superficie totale della piattaforma continentale italiana, la quale, come delimitata da accordi (Croazia, Albania, Grecia, Tunisia,



*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

Spagna), convenzioni (Francia), “modus vivendi” (Malta) e linee mediane matematicamente calcolate (Algeria, Libia), ha una superficie di circa km<sup>2</sup> 568.976<sup>28</sup> (Figura 3.1-8).



*Figura 3.1-8: Carta delle zone marine minerarie aperte alla prospezione, all'esplorazione ed alla coltivazione al 30.06.2021 [Elaborazione Ufficio Cartografico UNMIG, 2019] e limes della piattaforma continentale italiana (indicativo – si rimanda alla cartografia ufficiale IIM per i riferimenti esatti in base agli accordi esistenti o modus operandi con Grecia, Albania, Croazia, Montenegro, Slovenia, Tunisia; non esistono limes definiti con Malta con cui vige un contenzioso dagli anni '70 ed un modus operandi in una parte; con la Francia salvo per le bocche di Bonifacio; con l'Algeria con la quale esiste un contenzioso per la recente definizione unilaterale sulla ZEE Algerina; non esistono accordi con la Libia).*

Per l'individuazione delle aree potenzialmente idonee per la presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca, il presente Piano determina preliminarmente **l'ambito territoriale di riferimento** delle aree da valutare nel PiTESAI che si ritiene possa essere validamente effettuata prendendo in considerazione **l'applicazione di adeguati criteri di selezione delle aree.**

Precisamente, per ricavare tale ambito si parte dalla operazione di sovrapposizione delle aree che si individuano tramite i seguenti criteri:

<sup>28</sup> Dalla Carta dell'Istituto Idrografico Militare n. 1813 Ed. 2018, che indica l'area di competenza IIM per i rilievi idrografici, si ottiene un'ampiezza di mare pari a 568.976 km<sup>2</sup> con un'accuratezza di +/- 1000 km<sup>2</sup> dovuta all'errore connesso con la scala della carta e con l'esattezza del profilo di costa.

- A. **criterio geologico:** il primo criterio di selezione delle aree è rappresentato dall'effettiva presenza di un potenziale geominerario Elevato che giustifichi l'esplorazione di idrocarburi (come definita a Figura 3.1-5), escludendo le aree di verosimile assenza, per motivi geologici, di un qualche interesse minerario per gli idrocarburi. Per la terraferma ad esempio, per evidenti motivi geologici non è ipotizzabile alcuna presenza di giacimenti di idrocarburi nell'intero arco alpino, come anche provato dal fatto che dal 1957, anno in cui l'intero territorio onshore italiano è stato aperto alle ricerche, nessuna istanza di permesso è mai stata presentata al Ministero;
- B. **criterio minerario:** il secondo elemento da affiancare al criterio geologico è rappresentato dall'effettivo interesse minerario dimostrato dalle stesse società che effettuano ricerche di idrocarburi, ricavabile dalla cartografia dei titoli minerari vigenti e non vigenti in Italia negli anni **1990-2021** delle aree oggetto almeno di istanze di permesso di prospezione o di ricerca vigenti a terra o a mare, o di titolo minerario conferito nel periodo 1990-2021<sup>29</sup> (per quelli non vigenti, sono stati considerati tutti i titoli che sono stati conferiti dal 1990 ad oggi) e di presenza di pozzi esplorativi risultati positivi nel database VIDEPI (disponibile sul sito <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/dati-storici-videpi>);
- C. **criterio geo-amministrativo:** inoltre per il **mare** è stato applicato il criterio, come già rappresentato nel rapporto preliminare, di escludere per il futuro a priori l'apertura alle attività upstream di nuove zone marine di potenziale interesse geominerario ma che non sono state sinora aperte alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi ai sensi delle normative italiane. Al riguardo, in considerazione degli obiettivi di decarbonizzazione al 2050, dell'obiettivo d'ampliare almeno al 30% della superficie a mare la rete delle aree marine protette (e almeno al 10% quelle protette in modo rigoroso) stabilito dalla nuova Strategia Europea sulla Biodiversità per il 2030 e dei traguardi ambientali previsti dalla Direttiva quadro 2008/56/CE sulla strategia per l'ambiente marino, non appare infatti attuabile lo scenario di apertura di nuove zone minerarie marine oltre alle attuali, e si ritiene invece percorribile la previsione nell'ambito del PITESAI sia di escludere per il futuro la apertura alle attività upstream di nuove zone marine che non sono state sinora aperte alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi, sia di giungere a chiudere alle ricerche le aree ricadenti nelle zone marine già aperte ove non è stata mai presentata alcuna istanza relativa alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi o dove questo non è più avvenuto nell'arco degli ultimi 30 anni, adottando pertanto un criterio di "riperimetrazione" delle attuali zone marine sulla base del criterio amministrativo (cartografia dei titoli minerari vigenti e non vigenti in Italia negli anni **1990-2021**); tale determinazione sarà definita con specifico Decreto del Ministro della Transizione Ecologica a seguito della adozione del PITESAI. Si chiarisce che le ragioni di tale scelta sono ulteriormente rafforzate dal Regolamento Tassonomia e dal principio DNSH recentemente introdotti nella normativa in ambito comunitario, in funzione degli obiettivi di lotta al cambiamento climatico.

---

<sup>29</sup> Si è preso in considerazione l'intervallo temporale 1990-2021, poiché negli ultimi 30 anni i dati di esplorazione e di coltivazione hanno subito un netto miglioramento rispetto al passato, per questo motivo laddove è ricaduto un titolo nel range temporale considerato si ritiene possa essere a disposizione un dataset già valido, tale da poter essere disponibile senza dover ricorrere ad ulteriori acquisizioni di dati, in caso solo parziali, da poter permettere una conoscenza quasi totale dell'area.

e si prosegue effettuando l'operazione di **sottrazione** delle aree che scaturiscono dall'applicazione del criterio:

- D. dei **vincoli assoluti**, cioè quelli derivanti da norme di legge già in atto nelle zone marine - **criterio dei divieti o delle riduzioni delle attività già in essere**, in base ai quali sono previste restrizioni di vario tipo correlate alle attività:
- a. l'articolo 6, comma 17, del D.lgs 152/2006 e s.m.i che prevede *“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 dell'Unione europea e 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. I titoli abilitativi già rilasciati sono fatti salvi per la durata di vita utile del giacimento, nel rispetto degli standard di sicurezza e di salvaguardia ambientale. Sono sempre assicurate le attività di manutenzione finalizzate all'adeguamento tecnologico necessario alla sicurezza degli impianti e alla tutela dell'ambiente, nonché le operazioni finali di ripristino ambientale...omissis..”*,<sup>30</sup>
  - b. 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 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”*.<sup>30</sup>

Definito il predetto ambito territoriale di riferimento per il presente Piano, è conseguenzialmente possibile determinare le **aree potenzialmente idonee per la presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca** effettuando ulteriormente l'operazione di **sottrazione** delle aree che scaturiscono dall'applicazione del criterio:

---

<sup>30</sup> Si evidenzia che sono state tolte tutte le aree delle 12 miglia nautiche dalla costa e dalle aree marine protette (già interdette dalla legge) ad eccezione di quelle che presentano delle concessioni di coltivazioni vigenti, riguardanti nello specifico una parte di Mar Adriatico, una parte molto limitata del Mar Ionio antistante l'area di Capo Colonne, e una porzione limitata del Canale di Sicilia (dove insistono quattro concessioni ricadenti all'interno del buffer delle 12 miglia nautiche).

- E. degli altri vincoli assoluti (criterio dei divieti già in essere, cioè quelli derivanti da norme di legge) - già in atto nella terraferma e nelle zone marine, meglio definiti alla sezione 1.3.1;**
- F. dei vincoli relativi di esclusione:** elementi che, ai fini della richiesta salvaguardia, tutela e valorizzazione del patrimonio ambientale, culturale, territoriale ed economico presente, seguendo logiche di prevalenza delle finalità coinvolte e degli obiettivi da conseguire, suggeriscono l'esclusione delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree interessate per le conseguenti difficoltà ad ottenere tutte le necessarie autorizzazioni per svolgervi le operazioni di ricerca e coltivazione degli idrocarburi, creando quindi le condizioni del c.d. **criterio di divieto delle attività per prevalenza delle finalità coinvolte e degli obiettivi da conseguire** - (in tale tipologia di vincolo possono rientrare anche categorie ambientali non direttamente cartografabili, ma comunque individuabili da specifici provvedimenti e atti adottati dai relativi Enti a cui è rimessa la competenza). Tali vincoli sono meglio definiti alla sezione 1.3.1.

Al riguardo si evidenzia di aver individuato altresì diversi **Vincoli relativi definibili di attenzione/approfondimento** che non determinano a priori la non idoneità dell'area ma che dovranno essere adeguatamente considerati nelle successive fasi valutative sito-specifiche che si renderanno necessarie prima di approvare l'effettuazione delle specifiche attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi sul territorio: in tale tipologia di vincolo rientrano infatti elementi che, per le loro caratteristiche ambientali, saranno da approfondire nelle procedure di valutazione sito-specifiche (tra cui le VINCA e le VIA del progetto nel sito specifico), in quanto possono presentare particolari sensibilità alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi.

Diverso è infatti l'impatto di un vincolo quando si richiede un permesso di ricerca, di un'area tipicamente di alcune decine di migliaia di ettari, che al suo interno comprende anche aree urbanizzate, strade, infrastrutture, fiumi, ecc., e quando invece, una volta conferito il permesso di ricerca, andare a considerare la specifica attività di ricerca (un rilievo vibroseis, o un pozzo esplorativo), comunque da sottoporre a VIA prima della sua esecuzione.

Pertanto dalla sovrapposizione delle aree di cui ai criteri delle lettere A, B, C, andando ad effettuare la sottrazione delle aree di cui al criterio della lettera D, il presente Piano determina la cartografia finale delle aree che costituiscono l'ambito territoriale di riferimento del PITESAI (Figura 3.1-10).

Riassumendo, si evidenzia che l'area complessivamente interessata dall'ambito territoriale di riferimento del PITESAI, pari a **156.403,76 km<sup>2</sup> (di cui 81,6% in terraferma e 18,4% a mare):**

- ✓ a terra ricomprende il 42.5% del territorio nazionale.  
Non sono interessate, per motivi legati al potenziale geominerario e alla storia esplorativa degli ultimi 30 anni, le Regioni Valle D'Aosta, Trentino Alto Adige, Liguria, Umbria, Toscana (ad eccezione dell'area relativa a due concessioni di coltivazione in essere) e Sardegna (Figura 3.1-10).
- ✓ a mare ricomprende l' 11.5% dell'area complessiva delle zone marine sinora aperte A, B, C, D, E, F, G (Figura 3.1-10)

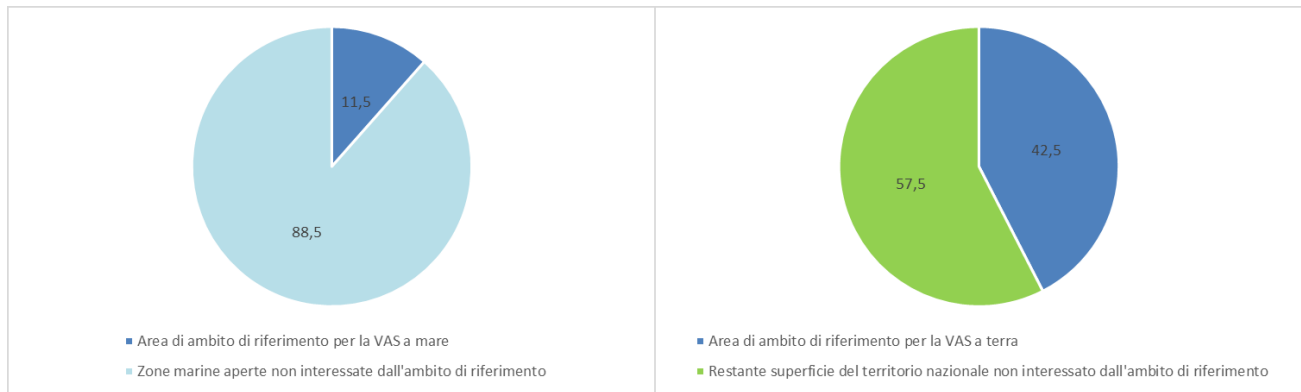
*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

Figura 3.1-9: *Distribuzione a mare e a terra dell'ambito territoriale di riferimento per la Valutazione Ambientale Strategica del PITESAI*

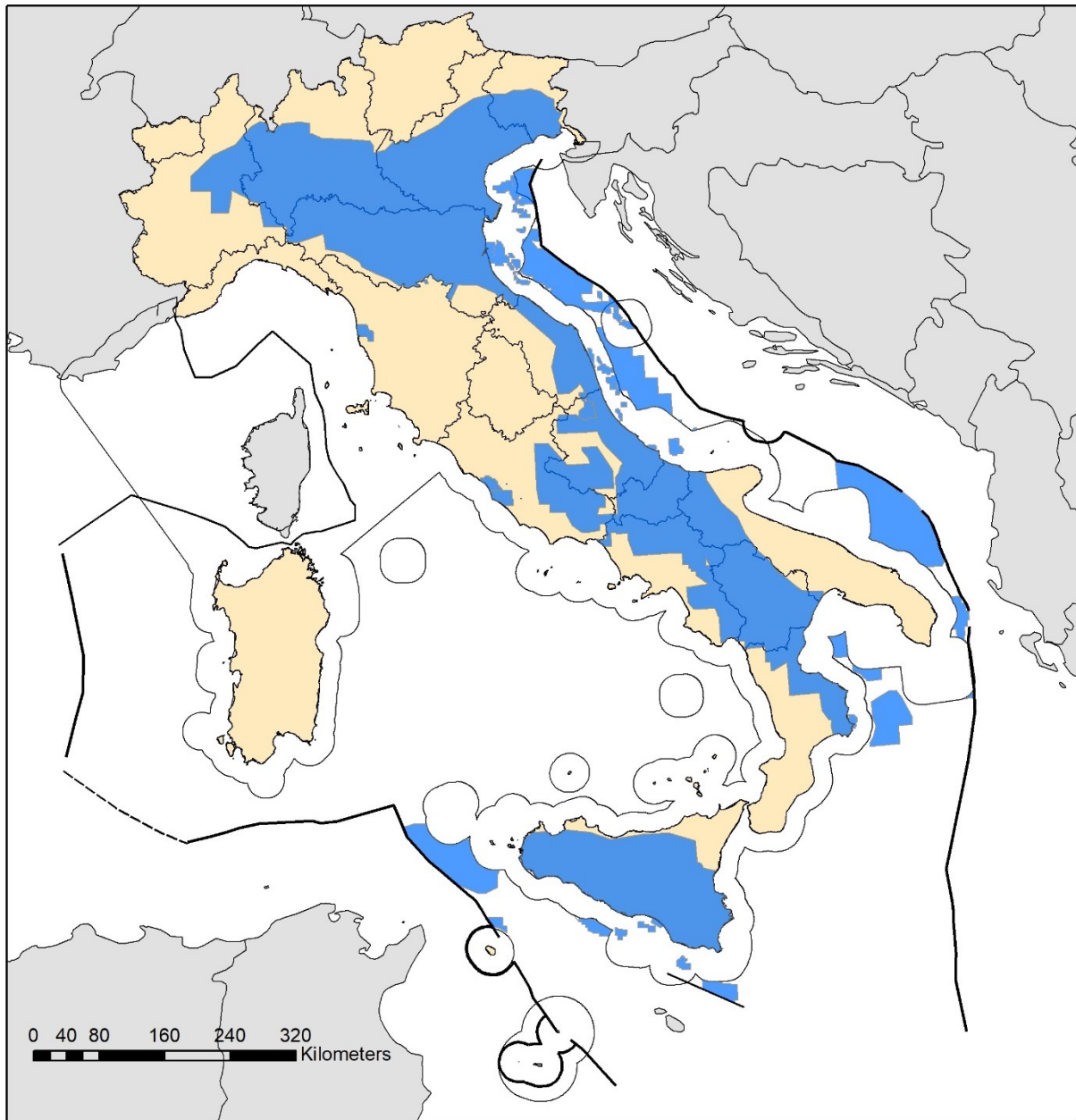


Figura 3.1-10: Carta dell'ambito territoriale di riferimento delle aree da verificare nel PiTESAI, in cui viene riportata anche la linea delle 12 miglia nautiche dalla costa e dalle aree marine protette considerata nella realizzazione dell'area stessa.

Definito il predetto ambito territoriale di riferimento delle aree da verificare nel presente Piano, sono pertanto individuabili consequenzialmente le **aree potenzialmente idonee per la presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca**, effettuando l'ulteriore sottrazione delle aree che scaturiscono dall'applicazione del **criterio degli altri vincoli assoluti e dei vincoli relativi di esclusione** di cui alle lettere **E e F** predette.

Dalla predetta descrizione emerge chiaramente che **l'elaborazione stessa del PiTESAI determina l'individuazione di due livelli di analisi differenti delle aree idonee per la valorizzazione della sostenibilità**

**ambientale, sociale ed economica delle attività di ricerca o coltivazione ancora da avviare e di quelle già in essere**, che saranno chiamate per mere finalità esplicative rispettivamente c.d. situazione “ante operam” e c.d. situazione “post operam”, come di seguito spiegato.

Precisamente, si avranno le seguenti due tipologie di aree idonee alle attività in specie (e di converso non idonee o non compatibili con il Piano):

- 1) **aree potenzialmente idonee per la presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca (c.d. ‘aree idonee nella situazione ante operam’);**
- 2) **aree idonee alla prosecuzione:**
  - a. **dei procedimenti di conferimento per le istanze:**
    - i. **dei permessi di prospezione o dei permessi di ricerca già presentate<sup>31</sup>,**
    - ii. **delle concessioni di coltivazione di idrocarburi già presentate ed attualmente in corso d’istruttoria.**
  - b. **delle attività di ricerca o di coltivazione già in essere:**
    - i. **nei permessi di ricerca vigenti (o in fase di proroga),**
    - ii. **e nelle concessioni di coltivazione vigenti (o in fase di proroga).**

L’attività tipica di **pianificazione vera e propria di cui al punto 1 tramite l’applicazione dei criteri ambientali** è volta a definire le aree – già aperte alle ricerche ma oggi prive di titoli minerari - dove, dopo il PiTESAI, potrebbero essere presentate nuove istanze per lo svolgimento potenziale delle attività di prospezione e ricerca - **c.d. ‘aree idonee nella situazione ante operam’**. Le istanze dei permessi di prospezione e dei permessi di ricerca di idrocarburi che potrebbero essere presentate in futuro in tali aree, seguiranno l’iter amministrativo (compreso quello di VIA) di conferimento del permesso previsto dalla normativa attuale di settore. Al riguardo si evidenzia che dopo l’adozione del PiTESAI sarà considerata ammissibile la presentazione di nuove istanze di permesso di prospezione e di ricerca nelle aree in parola che riguarderanno solo la ricerca di gas e non anche di petrolio tenuto presente che nella Comunicazione della Commissione n. C(2021) 1054 del 12/02/2021 *“Orientamenti tecnici sull’applicazione del principio “non arrecare un danno significativo” a norma del regolamento sul dispositivo per la ripresa e la resilienza”* si asserisce che *“le misure di produzione di energia elettrica e/o di calore a partire da combustibili fossili, e le relative infrastrutture di trasmissione/trasporto e distribuzione, in generale non si dovrebbero considerare conformi al principio DNSH ai fini dell’RRF, data l’esistenza di alternative a basse emissioni di carbonio. Dal punto di vista della mitigazione dei cambiamenti climatici, è possibile fare, caso per caso, eccezioni limitate a questa norma generale per le misure di produzione di energia elettrica e/o di calore a partire dal gas naturale e alle relative infrastrutture di trasmissione/trasporto e distribuzione. Questo è in particolare importante per gli Stati membri che si trovano di fronte a considerevoli sfide nell’abbandono delle fonti energetiche a maggiore intensità di carbonio, quali carbone, lignite o petrolio, e dove una misura o una combinazione di misure può quindi comportare una riduzione particolarmente grande e rapida delle emissioni di gas a effetto serra. Onde evitare effetti di dipendenza («lock-in») ad alta intensità di carbonio e per essere in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione dell’UE per il 2030 e il 2050, tali eccezioni dovranno conformarsi a varie condizioni di cui all’allegato III. Gli Stati membri dovranno inoltre dimostrare la conformità al principio DNSH di tali misure per gli altri cinque obiettivi ambientali.”*

<sup>31</sup> alla data del 13/02/2021 di entrata in vigore dell’art. 11-ter della L. 12/19.

L'attività di **valutazione di cui al punto 2, tramite l'analisi integrata dei criteri ambientali e socio-economici, determinerà invece le aree che saranno indicate idonee alla prosecuzione dei procedimenti amministrativi e di quelle, già oggi occupate da titoli minerari, che saranno dichiarate compatibili alla prosecuzione delle attività di ricerca o di coltivazione che sono già in essere (c.d. 'aree idonee nella situazione post operam')**, la cui individuazione relativa ai punti 2.a e 2.b. predetti, discende dalle impostazioni decisionali che sono illustrate a seguire. Detta **seconda analisi è volta a determinare la compatibilità delle attività di cui all'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19 intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle attività di ricerca o di coltivazione già in essere, dei titoli minerari esistenti e delle istanze già presentate alla data di entrata in vigore della L. n. 12/19.**

**3.2. Determinazione delle aree che saranno indicate idonee alla prosecuzione dei procedimenti amministrativi (c.d. 'aree idonee nella situazione post operam') e di quelle, già oggi occupate da titoli minerari, che saranno dichiarate compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, alla prosecuzione delle attività di ricerca o di coltivazione che sono già in essere**

Di seguito saranno esplicitate le **impostazioni decisionali che consentiranno di individuare le aree idonee già occupate da titoli minerari dove, dopo il PiTESAI, sarà consentita la prosecuzione dei procedimenti amministrativi e delle attività di ricerca o coltivazione già in essere (c.d. 'aree idonee nella situazione post operam')**.

**Casistica 2.a.i - Aree idonee alla prosecuzione dei procedimenti amministrativi relativi alle istanze di permessi di prospezione o di permessi di ricerca già presentate alla data di entrata in vigore della Legge n. 12/2019, ed in corso di sospensione:** potranno proseguire l'iter istruttorio previsto dalla normativa vigente solo i procedimenti amministrativi già in essere alla data del 13/02/2019 relativi alle istanze dei permessi di prospezione o dei permessi di ricerca che si troveranno a insistere su aree definite come potenzialmente idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di ricerca di cui al paragrafo precedente (saranno dichiarati in 'aree idonee nella situazione post operam').

Gli altri eventuali procedimenti delle istanze di questo tipo per le aree che non saranno nella predetta posizione verranno dichiarati in 'area non idonea nella situazione post operam', e saranno oggetto delle procedure previste dall'art. 11-ter della L. 12/19, e quindi rigettate per la parte ricadente in area non idonea.

**Casistica 2.a.ii - Aree idonee alla prosecuzione dei procedimenti amministrativi relativi alle istanze delle concessioni di coltivazione di idrocarburi già presentate alla data di entrata in vigore della Legge n. 12/2019, ed attualmente in corso di istruttoria:**

l'iter istruttorio previsto dalla normativa vigente prosegue solo per i procedimenti amministrativi già in essere relativi alle istanze delle concessioni di coltivazione degli idrocarburi per le aree che:

1. si troveranno a insistere sulle aree che sono state definite come potenzialmente idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca di cui al paragrafo precedente (nella c.d. situazione "ante operam"). Tali procedimenti proseguono in quanto rispettano i criteri ambientali di cui al PiTESAI (saranno dichiarati in 'aree idonee nella situazione



post operam’);

2. si troveranno a insistere sulle aree che sono state definite, nella c.d. situazione “ante operam”, come potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca, solo qualora nel permesso di ricerca che ha originato l’istanza di concessione siano stati effettuati pozzi esplorativi da cui sia stato accertato un potenziale minerario esclusivamente di gas per un quantitativo di riserva certa superiore ad una soglia di 150 MSmc<sup>32</sup> ritenuta orientativamente, dal punto di vista economico, di pubblico interesse, per la prosecuzione dell’iter istruttorio finalizzato allo sviluppo del giacimento. Tali procedimenti saranno dichiarati in ‘aree idonee nella situazione post operam’ e proseguono secondo l’iter valutativo previsto dalla normativa vigente, comprensivo dell’espletamento della procedura di VIA ove già non effettuata, per il rispetto potenziale del criterio economico da ritenere applicabile nel PiTESAI perché in linea con le necessità di cui al PNIEC<sup>33</sup>, con la ripermetrazione d’ufficio di tutte le altre aree eventualmente richieste nell’istanza che non sono connesse all’eventuale sfruttamento del giacimento rinvenuto.

Gli altri procedimenti relativi a istanze di concessione di coltivazione di idrocarburi che non ricadono nei punti 1 e 2 predetti, saranno dichiarati in ‘area non idonea nella situazione post operam’ e seguiranno le procedure previste per questa casistica dall’art. 11-ter della L. 12/19.

**Casistica 2.b.i - Aree compatibili secondo l’art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intese come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, alla prosecuzione delle attività di ricerca già in essere nei permessi di ricerca vigenti (o in fase di proroga), ed in corso di sospensione:**

nei permessi di ricerca vigenti, già in essere alla data del 13/02/2019, ed in corso di sospensione sino alla data del 30/09/2021, le attività di ricerca negli stessi proseguono all’adozione del PiTESAI se:

1. si troveranno a insistere - anche parzialmente - sulle aree che sono state definite come potenzialmente idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca di cui al paragrafo precedente (nella c.d. situazione “ante operam”). Tali permessi di ricerca saranno dichiarati in ‘aree idonee nella situazione post operam’ e l’attività di ricerca negli stessi prosegue in quanto rispetta i criteri ambientali di cui al PiTESAI, con la ripermetrazione d’ufficio, o l’esclusione per le attività, di tutte le eventuali aree non potenzialmente idonee presenti negli stessi permessi.

Gli altri permessi di ricerca, già in essere alla data del 13/02/2019, ed in corso di sospensione sino alla data del 30/09/2021, che all’adozione del Pitesai non saranno nelle condizioni di cui al punto 1, saranno dichiarati non compatibili ai sensi dell’art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19 nella situazione “post operam” e si seguiranno le procedure previste dall’art. 11-ter della L. 12/19.

**Casistica 2.b.ii - Aree compatibili secondo l’art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intese come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, alla prosecuzione delle attività di coltivazione già in essere nelle concessioni di coltivazione vigenti (o in fase di proroga):**

---

<sup>32</sup> Non viene indicata nessuna soglia nel caso di greggio in quanto non ci sono in corso istanze di concessione di coltivazione per tale tipologia di giacimento.

<sup>33</sup> che prevede ancora un importante utilizzo del gas per la transizione energetica verso la decarbonizzazione al 2050.

le concessioni di coltivazione vigenti (o in fase di proroga) alla data di adozione del PiTESAI, mantengono la loro vigenza e la loro prorogabilità se le infrastrutture minerarie specifiche in esse presenti per la coltivazione del giacimento (pozzi, centrali e altre facilities) in essere o già approvate:

1. si trovano tutte all'interno di aree definite potenzialmente idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca di cui al paragrafo precedente (nella c.d. situazione "ante operam"), e sono riferite a concessioni:
  - a. in stato di produttività. Tali concessioni proseguono le attività di coltivazione in essere, restando vigenti, in quanto rispettano i criteri ambientali, sociali ed economici di cui al PiTESAI (saranno dichiarate compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19).
  - b. in stato di improduttività da meno di 7 anni<sup>34</sup> (soglia temporale di improduttività), per motivi dipendenti da scelte del concessionario, quali rinvii per studi o bassi prezzi del greggio o del gas (non motivate quindi da cause di forza maggiore o ritardi autorizzativi o di VIA). Tali concessioni proseguono restando vigenti in quanto rispettano i criteri ambientali di cui al PiTESAI (saranno dichiarate compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19), ma saranno soggette entro un anno dall'adozione del PiTESAI alla revisione/aggiornamento delle motivazioni tecnico economiche della improduttività continuativa che non ha finora consentito l'avvio o la ripresa delle attività di coltivazione, con i successivi seguiti del procedimento in caso risulti non più sussistere il carattere di economicità che era a fondamento del conferimento della concessione.
2. nel caso di concessioni in mare, si trovano tutte, o alcune di esse, all'interno di aree definite, nella c.d. situazione "ante operam", come potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca, e sono riferite a concessioni:
  - a. in stato di produttività. Tali concessioni proseguono le attività di coltivazione in essere, previo rispetto della normativa vigente, potendo restare in vigore fino alla cessazione della coltivabilità tecnica e/o economica del giacimento, in quanto rispettano i criteri economici e sociali di cui al PiTESAI (saranno dichiarate compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19), con la ripermetrazione d'ufficio di tutte le altre aree non necessarie per le finalità di coltivazione in essere nella concessione.
  - b. in stato di improduttività da meno di 5 anni<sup>34</sup> (soglia temporale di improduttività) per motivi dipendenti da scelte del concessionario. Tali concessioni proseguono restando in vigore, (saranno dichiarate compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19), ma saranno soggette entro un anno dall'adozione del PiTESAI alla revisione/aggiornamento approfondito delle motivazioni tecnico economico della improduttività continuativa che non ha finora consentito l'avvio o la ripresa delle attività di coltivazione, con la ripermetrazione d'ufficio di tutte le altre aree non necessarie per le finalità di coltivazione in essere nella concessione. Nel caso in cui non sia riconosciuta dall'Amministrazione la possibilità di una ripresa della coltivazione entro un anno, l'intera concessione sarà dichiarata non compatibile con il criterio di sostenibilità secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19.
3. nel caso di concessioni in terraferma, si trovano tutte, o alcune di esse, all'interno di aree definite, nella c.d. situazione "ante operam", come potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca, e sono riferite a concessioni in stato di

---

<sup>34</sup> Sono escluse da tale verifica tutte le concessioni per cui sia stata presentata istanza di rinuncia dal concessionario o che sono scadute naturalmente o che sono in fase di disattivazione e/o ripristino dei luoghi.

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

produttività o di improduttività da meno di 5 anni<sup>34</sup> che a seguito di applicazione di una analisi per la valutazione dei Costi e dei Benefici, secondo il modello di cui all'Appendice A in allegato, ottengano un risultato a favore dei Benefici rispetto a quello dei Costi, (saranno dichiarate compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19), restando in vigore e continuando a poter essere prorogate fino a quando l'analisi Costi/Benefici ne giustificherà la prosecuzione, previo rispetto della normativa vigente applicabile, con ripermetrazione d'ufficio di tutte le altre aree non necessarie per le finalità della coltivazione in essere.

Le altre concessioni di coltivazione vigenti che, alla data di adozione del PiTESAI non saranno in una delle cinque predette situazioni, resteranno in vigore fino alla scadenza, senza alcuna possibilità di ottenere eventuali ulteriori proroghe, in quanto non rispettano i criteri ambientali, economici e sociali di cui al PiTESAI, e saranno dichiarate non compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, e dovranno procedere alle operazioni di dismissione e ripristino. Al riguardo si evidenzia che in questa casistica rientrano anche le concessioni di coltivazione di idrocarburi nella zona dell'Alto Adriatico (ove 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, e che 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 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") che vengono assimilate alla gestione dei casi di concessioni in mare con infrastrutture che si trovano tutte, o alcune di esse, all'interno di aree definite, nella c.d. situazione "ante operam", come potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca, e sono riferite a concessioni in stato di improduttività da più di 5 anni (soglia temporale di improduttività) per motivi dipendenti da scelte del concessionario.

Sono escluse dalle determinazioni di cui al presente Piano, le concessioni per cui sia stata presentata istanza di rinuncia dal concessionario o che sono scadute naturalmente o che sono in fase di disattivazione e/o ripristino dei luoghi.

Si rimanda per maggiore esemplificazione all'Allegato 1 del presente documento, riportante lo **Schema riassuntivo** di quanto sopra.

### **Conclusioni**

Pertanto, alla luce di quanto sopra descritto, il PiTESAI **determina l'individuazione di due livelli di analisi differenti delle aree idonee per la valorizzazione della sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle attività di ricerca ancora da avviare, e di quelle di ricerca o coltivazione già in essere.**

La **pianificazione** vera e propria di cui al primo livello è volta a definire le 'aree potenzialmente idonee nella situazione ante operam' - oggi prive di permessi di ricerca - dove, dopo il PiTESAI, potranno essere in futuro presentate nuove istanze per lo svolgimento potenziale di attività di ricerca. Le istanze di prospezione e le istanze di permessi di ricerca di idrocarburi che concerneranno tali aree, seguiranno l'iter amministrativo

(compreso quello di verifica ambientale) di conferimento previsto dalla normativa attuale. Al riguardo si evidenzia che dopo l'adozione del PiTESAI sarà considerata ammissibile la presentazione di nuove istanze di permesso di prospezione e di ricerca nelle aree in parola che riguarderanno solo la ricerca di gas e non anche di petrolio tenute presenti le specifiche previsioni della Comunicazione della Commissione n. C(2021) 1054 del 12/02/2021 "Orientamenti tecnici sull'applicazione del principio "non arrecare un danno significativo".

La **valutazione** di cui al secondo livello determina invece le aree che saranno indicate idonee alla prosecuzione dei procedimenti amministrativi (c.d. 'aree idonee nella situazione post operam') e di quelle, già oggi occupate da titoli minerari, che saranno dichiarate compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, alla prosecuzione delle attività di ricerca o di coltivazione che sono già in essere, la cui individuazione discende dalle precedentemente descritte impostazioni decisionali.

Il presente Piano si pone come un atto di indirizzo generale, al fine di guidare la gestione delle procedure, in particolare **per agire tempestivamente sulle concessioni che non hanno mai prodotto per un periodo molto ampio, e sulle concessioni diventate improduttive di fatto (per un periodo maggiore di 5- 7 anni).**

Si ritiene pertanto, in virtù del "diritto-dovere" del concessionario di produrre, di indurre tale percorso tramite la previsione di un preciso **criterio socio-economico relativo alla descritta valorizzazione delle concessioni in stato di produttività, rispetto a quelle che invece versano in situazioni di cronica improduttività.**

Al riguardo, si evidenzia che per l'anno 2020, rispetto all'anno precedente, la produzione di idrocarburi ha registrato un decremento della produzione di gas naturale (-11,36%) e un incremento della produzione di olio greggio (+26,13 %).

Si richiama infatti che gran parte della produzione complessiva di gas nazionale registrata nel 2020<sup>35</sup> è ascrivibile alle 17 concessioni più produttive che hanno realizzato complessivamente 3.566 milioni di m3, pari all'81% della produzione nazionale. Quanto fin qui rappresentato evidenzia come **la produzione di gas nazionale sia concentrata solo in una ridotta percentuale delle concessioni attive: circa il 9% delle concessioni attive fornisce oltre l'80% della produzione nazionale.**

**La produzione complessiva di olio greggio dell'anno 2020 è principalmente ascrivibile alle 4 concessioni più produttive (circa il 2% delle concessioni vigenti) che hanno realizzato complessivamente 4.893 milioni di tonnellate, pari a oltre il 90% della produzione nazionale.**

Inoltre, per le concessioni in terraferma, le cui infrastrutture minerarie in essere o già approvate per la coltivazione del/i giacimento/i si trovano tutte, o alcune di esse, all'interno di aree definite come potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca, si ritiene opportuno sostanziare la verifica del rispetto della compatibilità ai sensi dell'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19 intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, applicando una specifica analisi per la valutazione dei Costi e dei Benefici associati alla prosecuzione (CBA), o alla disattivazione - anche anticipata - delle stesse.

Tale analisi riguarda la predisposizione di un approccio metodologico basato sull'analisi costi-benefici (CBA), quale strumento di supporto alle decisioni, al fine di individuare le concessioni che a scadenza del titolo minerario converrebbe prorogare in virtù del loro impatto ambientale e socio-economico sul territorio,

---

<sup>35</sup> pari a 4,42 miliardi di Sm3, con un decremento del 11,4 % rispetto alla produzione 2019 (4,98 miliardi di Sm3).

oppure dichiarare conclusa l'attività estrattiva e procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale dei luoghi.

Gli impatti negativi considerati dalla metodologia sono quelli dovuti all'eventuale mancata estrazione di idrocarburi, mentre per gli impatti positivi si valutano quelli generati dall'esecuzione delle attività di decommissioning, dalla mancata emissione in atmosfera di sostanze inquinanti, dal ripristino dei servizi ecosistemici e dalla variazione del valore del paesaggio. Gli impatti vengono valorizzati in euro ed aggiornati.

La metodologia di analisi Costi-Benefici per il settore onshore consente di valutare la convenienza che un titolo vigente, una volta giunto a scadenza, venga prorogato oppure che ne venga dichiarata conclusa l'attività estrattiva onde procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale. L'approccio adottato, basato sull'analisi CBA, sviluppa una metodologia applicabile a tutte le Regioni italiane interessate dall'attività estrattiva di idrocarburi. Gli impatti economici generati dalla mancata proroga di un titolo minerario sono quantificati come perdita di Valore Aggiunto nazionale. L'elemento considerato dalla CBA non è quindi il mancato ricavo della vendita di idrocarburo non estratto, ma l'impatto economico che la mancata attività di produzione di idrocarburi nelle Regioni di estrazione ha sull'economia italiana nel suo complesso.

La metodologia consentirà altresì di stimare - se d'interesse - l'impatto economico di una ipotetica nuova attività di produzione fotovoltaica a sostituzione dell'attuale attività di coltivazione mineraria. È stata considerata la tecnologia del fotovoltaico per tener conto del concetto di transizione energetica e perché quella con maggiore diffusione della risorsa sul territorio italiano, e del resto lo sviluppo di scenari alternativi all'oil&gas trascende dal mandato del Piano.

La valutazione di scenari alternativi di sviluppo economico del territorio, che potrebbero anche discostarsi dal settore energetico, è infatti un obiettivo molto più ampio rispetto a quello perseguito per mandato di legge dal PiTESAI; infatti detta valutazione, richiederebbe di metter in campo attività valutative più complesse e dettagliate. Volendo delineare un percorso metodologico, in prima analisi andrebbero individuate le principali vocazioni economiche del territorio, quindi occorrerebbe individuare quali investimenti sia opportuno fare in questi settori e quali sono effettuabili in prossimità delle aree dismesse. Successivamente andrebbero quantificati tali investimenti e quindi valutato il loro effetto in termini di impatto ambientale e socioeconomico.

Pertanto lo strumento del PiTESAI, già a partire dalla fase della sua elaborazione persegue la finalità primaria della razionalizzazione, in termini di maggiore efficientamento delle aree impiegate per tale finalità proprio in considerazione che la produzione di idrocarburi nazionali sia concentrata solo su una ridotta percentuale delle concessioni attive e quindi la razionalizzazione delle concessioni presenti in Italia non si pone in antitesi con le necessità di salvaguardare la produzione nazionale e i livelli occupazionali.

Infine, in considerazione anche della previsione normativa di cui al comma 2 dell'art. 11-ter della L. n. 12/19, secondo la quale nel PiTESAI devono altresì essere indicati tempi e modi di dismissione e rimessa in pristino dei luoghi da parte delle relative installazioni che abbiano cessato la loro attività, si considera opportuna l'introduzione di specifici interventi volti ad accelerare il processo della dismissione delle piattaforme marine a fine vita utile, ed in generale di tutti gli impianti di coltivazione onshore ed offshore che si trovano in tale situazione, anche nella logica di ragionevole strumento capace di introdurre un nuovo impulso all'economia locale mediante l'apertura nel medio periodo di nuovi cantieri, con la creazione di nuovi posti di lavoro, sia per la dismissione delle strutture di coltivazione a fine vita sia per la potenziale valorizzazione delle stesse in chiave non estrattiva.

#### **4. DISMISSIONE E RIMESSA IN PRISTINO DEI LUOGHI DA PARTE DELLE RELATIVE INSTALLAZIONI CHE ABBIANO CESSATO LA LORO ATTIVITÀ: TEMPI E MODI**

In merito all'attività di chiusura mineraria dei pozzi e di dismissione degli impianti esistenti, una volta non più utilizzati e/o utilizzabili per la ricerca e la coltivazione di idrocarburi a terra o in mare, occorre evidenziare che, a livello di normazione primaria, nel primo provvedimento normativo dedicato al settore minerario, quale il R.D. 29 luglio 1927 n. 1443, compare soltanto un generico obbligo per il concessionario di risarcire ogni danno derivante dall'esercizio della miniera senza null'altro prevedere specificatamente in merito agli adempimenti post-cessazione dell'attività mineraria se non il fatto che il concessionario, alla scadenza del titolo, deve fare consegna della miniera e delle sue pertinenze all'Amministrazione.

Solo con la Legge 30 luglio 1990 n. 221 (art. 9) viene disposto esplicitamente che *“Al fine di assicurare il corretto inserimento delle attività minerarie nell'ambiente, i titolari di permessi, di ricerca o di concessione di coltivazione devono provvedere al riassetto ambientale delle aree oggetto dell'attività di ricerca o di coltivazione”*.

Successivamente, con il D.Lgs. 25 novembre 1996 n. 625 recante *“Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi”*, che ha sancito, tra l'altro, l'apertura del settore *upstream* alla concorrenza e l'abolizione del regime di esclusiva in favore di ENI in Valle Padana e relativo offshore, il legislatore ha posto l'accento sulla salvaguardia ambientale e sul ripristino dei luoghi, quali aspetti da tenere in considerazione già nella fase di presentazione delle istanze per il rilascio dei titoli e dei relativi programma lavori; il D.lgs. in parola ha previsto altresì che l'ENI presentasse un programma di chiusura dei pozzi minerari non più suscettibili di utilizzo (o riutilizzo) nella ex zona di esclusiva, comprendente il ripristino delle relative aree e la rimozione degli impianti connessi, da realizzare entro il termine di due anni.

In ogni caso occorre segnalare che i titoli minerari sono rilasciati ad operatori che abbiano una capacità tecnica ed economica adeguata al programma lavori che intendono realizzare e, comprendendo quest'ultimo anche le attività di chiusura mineraria e di ripristino finale dei luoghi, ne consegue che la capacità economica vada commisurata anche a tali adempimenti.

Nella permanenza del titolo minerario, lo stesso deve essere esercito nel pieno rispetto delle norme di sicurezza mineraria e delle prescrizioni eventualmente impartite a tal riguardo dalla Sezione UNMIG territorialmente competente e dal Ministero concedente.

Tuttavia, gran parte dei titoli minerari attualmente vigenti sono stati rilasciati in epoca risalente e molti di questi si avviano alla fase finale, per fine vita utile del giacimento, con conseguente necessità di chiusura dei relativi pozzi e dismissione delle infrastrutture esistenti; si è reso pertanto utile e necessario dettare via via non più soltanto le regole per il conferimento e la gestione dei titoli, ma anche per la fine dei lavori, garantendo, anche alla luce della maggior attenzione posta sui temi ambientali a partire dall'adozione del D.lgs. 152/2006, che gli operatori fossero comunque in grado di coprire i costi di chiusura dei pozzi e di ripristino dei luoghi, con eventuali relative bonifiche annesse.

Il legislatore, europeo e nazionale, ha iniziato quindi a disciplinare più dettagliatamente anche le fasi di chiusura mineraria dei pozzi e di dismissione delle infrastrutture esistenti, nonché a dettare norme volte a prevenire eventuali scenari di incidenti in mare legati alle attività in materia di idrocarburi, anche al fine di garantire la copertura dei relativi costi da parte dell'operatore ed evitare quindi che gli stessi ricadessero sullo Stato e, di conseguenza, sull'intera collettività.

Già con il D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. il legislatore ha intanto dettato prescrizioni vincolanti per gli operatori in materia ambientale, con particolare riferimento al ripristino dei luoghi e ad eventuali bonifiche, oltre che per l'aspetto della responsabilità per eventuali danni ambientali.

Con il Decreto-Legge n. 133 del 12 settembre 2014 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 la ripresa delle attività produttive”* è stato disciplinato il rilascio del titolo concessorio unico per lo svolgimento delle attività di ricerca e di coltivazione di idrocarburi che, tuttavia, anche a fronte di una serie di ricorsi costituzionali avanzati a riguardo, non ha trovato concreta attuazione. L'art. 38 del citato D.L. subordina, tuttavia, il rilascio del titolo unico alla presentazione di idonee fideiussioni bancarie o assicurative commisurate al valore delle opere di recupero ambientale previste; il medesimo articolo prevede altresì, che *“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”*.

Con il D.lgs. 18 agosto 2015, n. 145 di *“Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE”*, con riferimento alle attività minerarie offshore, è stato rafforzato l'aspetto delle garanzie, prevedendo che *“Nel valutare la capacità tecnica, finanziaria ed economica di un soggetto che richiede un titolo minerario in mare occorre considerare i rischi, i pericoli e ogni altra informazione pertinente relativa all'area in questione, compreso il costo dell'eventuale degrado dell'ambiente marino nonché le garanzie finanziarie a copertura delle responsabilità potenzialmente derivanti dalle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi in questione, inclusa la responsabilità per danni economici potenziali, che devono essere fornite e verificate al momento della presentazione dell'istanza di autorizzazione all'esecuzione dell'opera, unitamente al progetto di esecuzione”*; inoltre, fatto salvo l'ambito di responsabilità esistente riguardo alla prevenzione e alla riparazione del danno ambientale a norma del D.Lgs. 152/2006, l'operatore è finanziariamente responsabile per la prevenzione e la riparazione del danno ambientale causato da operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, svolte dallo stesso o per suo conto, anche in fase di dismissione.

Occorre tuttavia rilevare che dette disposizioni normative primarie disciplinano la materia delle fideiussioni per il recupero ambientale e delle garanzie per la copertura dei costi di eventuali incidenti solo per i titoli unici, finora mai rilasciati, e per le autorizzazioni oggetto di futuro conferimento.

Per i titoli esistenti e per le autorizzazioni già rilasciate l'obbligo delle fideiussioni e delle garanzie è stato invece introdotto dal Ministero dello sviluppo economico, con normazione di tipo secondario, e in quanto tale certamente più debole dal punto di vista giuridico e procedimentale. Occorrerebbe pertanto avviare una riflessione sul possibile inserimento di tali previsioni in norma primaria.

Ad oggi infatti *“l'obbligo”* di presentare le fideiussioni per il recupero ambientale e le garanzie a copertura dei costi di eventuali incidenti da parte delle Società già titolari di permessi e concessioni e con attività già autorizzate, è disposto dal Decreto Ministeriale 7 dicembre 2016 (art. 4).

Il Decreto Direttoriale del 15 luglio 2015, sulle garanzie fideiussorie dispone più dettagliatamente che (art. 6): *“Per le attività svolte nei permessi di prospezione, di ricerca e concessioni di coltivazione le società devono presentare idonee fideiussioni bancarie ed assicurative commisurate al valore delle opere di recupero ambientale all'atto della richiesta di autorizzazione, secondo gli importi e le modalità stabilite dall'Allegato 2. Tale comma non si applica “alle società aventi patrimonio netto superiore a 10 milioni di euro o, con riferimento ai gruppi societari, alle società che forniscono garanzie mediante impegni formali assunti da*

società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante avente patrimonio netto superiore a 10 milioni di euro". (...) Le fidejussioni o polizze fidejussorie bancarie o assicurative prevedono la dichiarazione di esplicito rinnovo ogni 2 anni e cessano con il completamento delle attività di recupero ambientale per le quali sono state prestate. Il Ministero provvede a rilasciare il nulla osta al loro svincolo una volta acquisito il parere favorevole della Sezione UNMIG competente. Gli importi delle garanzie finanziarie di cui al comma 6 e 7 possono essere ridotti, all'atto del rinnovo, proporzionalmente allo stato di avanzamento dei lavori di recupero ambientale, come comunicato dal permissionario o dal titolare al Ministero e alla Sezione UNMIG. La comunicazione viene effettuata almeno due mesi prima della scadenza biennale mediante l'invio di appositi rapporti nella forma di dichiarazione sostitutiva di atto notorio ai sensi degli articoli 38, 47, 76 del D.P.R. 28 dicembre 2000, n. 445".

La Circolare del 9 maggio 2018, relativa alle "Garanzie economiche per coprire i costi di un eventuale incidente nell'ambito dell'esercizio delle attività di prospezione ricerca e coltivazione di idrocarburi, ai sensi dell'articolo 4 del DM 7 dicembre 2016, così come modificato dal DM 9 agosto 2017" prevede che i soggetti titolari di permessi e concessioni minerarie, per realizzare il programma dei lavori approvato "devono fornire per il rilascio delle relative autorizzazioni, compresa l'autorizzazione alla rimozione e relativa chiusura mineraria, da parte della Sezione DGS-UNMIG competente o, comunque, prima dell'inizio dell'attività, la seguente documentazione:

- a. uno studio ed analisi dei rischi relativi al progetto per cui si richiede l'autorizzazione, che faccia riferimento al più grave incidente nei diversi scenari ipotizzati in relazione all'esecuzione ed esercizio delle attività;
- b. le garanzie per coprire i costi di un eventuale incidente, commisurati a quelli derivanti dal più grave incidente nei diversi scenari ipotizzati in fase di studio ed analisi dei rischi e per le attività di perforazione per gli importi minimi riportati nella tabella di cui all'Allegato 1;

Le garanzie economiche di cui alla lettera b) possono essere dimostrate mediante uno dei seguenti metodi:

1. polizza assicurativa rilasciata da un'impresa di assicurazioni autorizzata all'esercizio ed operante nel territorio della Repubblica, in regime di libertà di stabilimento o di libertà di prestazione di servizi (legge 10 giugno 1982, n. 348), o riconosciuta ed operante nei paesi aderenti all'Unione Europea;
2. altre forme di garanzia ritenute idonee dal Ministero, sentita la CIRM, conformi al dettato dell'Art. 38, comma 6-ter del D.L. n. 133/2014, convertito con modificazioni dalla legge 164/2014.

Il valore delle garanzie di cui alla lettera b), dovrà essere aggiornato ogni 5 anni.

(...)

Le garanzie fornite devono coprire interamente il costo dell'intervento per la messa in sicurezza dell'impianto su cui si svolge l'attività, i costi di ripristino e bonifica e i costi relativi ai danni alle persone, all'ambiente e alle cose nell'area in cui si svolge l'attività, con riferimento al più grave incidente realisticamente ipotizzato".

Le previsioni della Circolare sono state preventivamente condivise con gli operatori e le associazioni di categoria.

La procedura di dismissione, con particolare riferimento alle piattaforme in mare, è stata invece disciplinata dettagliatamente solo con il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 15 febbraio 2019, adottato, in attuazione dell'art. 25, comma 6, del Decreto Legislativo 16 giugno 2017, n. 104, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministro per i Beni e le Attività Culturali,



recante *“Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse”*.

Tali Linee guida stabiliscono le procedure, comprensive dei tempi e delle modalità da seguire, per la dismissione mineraria delle piattaforme di produzione e di compressione, delle piattaforme di transito ed infrastrutture connesse, site nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, già utilizzate per la coltivazione da giacimenti di idrocarburi esauriti o comunque non utilizzabili, o non suscettibili di assicurare ulteriormente produzione in quantità commerciale nell'ambito delle concessioni minerarie disciplinate dal decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, al fine di assicurare la qualità e la completezza della valutazione dei relativi impatti ambientali e nel rispetto degli obiettivi della Strategia marina, di cui al decreto legislativo 13 ottobre 2010, n. 190.

In particolare tali Linee guida ribadiscono che l'abbandono in mare delle piattaforme e delle infrastrutture connesse è vietato e stabiliscono che un pozzo sterile, o esaurito o comunque non utilizzabile, o non suscettibile di assicurare ulteriormente produzione in quantità commerciale, deve essere chiuso secondo la procedura prevista dal decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886, e dalle indicazioni del Ministero dello sviluppo economico (ora MITE). Nell'ambito di tali operazioni di chiusura la colonna di rivestimento, le colonne intermedie e la colonna di produzione devono essere rimosse al di sotto del fondo marino mediante taglio e recupero.

Le Linee guida già prevedono inoltre una eventuale rimozione parziale delle piattaforme o delle infrastrutture connesse oltre che possibili usi alternativi delle stesse.

L'art. 5 delle Linee Guida prevede che *“le società titolari di concessioni minerarie comunicano entro il 31 marzo di ogni anno al Ministero dello sviluppo economico DGS-UNMIG, alla Sezione UNMIG competente e alla DGSAIE l'elenco delle piattaforme i cui pozzi sono stati autorizzati alla chiusura mineraria e che non intendono utilizzare ulteriormente per attività minerarie [...]”*.

Il MiTE - DGISSEG, previo parere tecnico rilasciato dalla Sezione UNMIG competente, valuta se nell'elenco ricevuto sono inserite piattaforme e infrastrutture connesse con condizioni strutturali ed impiantistiche tali da consentirne il riutilizzo, e, acquisiti i pareri degli uffici del MiTE e del Ministero dei beni e delle attività culturali per gli aspetti di competenza, pubblica sul BUIG e sul proprio sito web, entro il 30 giugno di ogni anno, l'elenco delle piattaforme e infrastrutture connesse in dismissione mineraria che devono essere rimosse secondo le procedure previste dalle stesse linee guida. Nell'elenco predetto, sono altresì indicate, ferme le valutazioni di competenza del MiTE e del Ministero dei beni e delle attività culturali, le piattaforme e le infrastrutture connesse che, a seguito della verifica prevista, possono essere riutilizzate.

In **deroga** a quanto sopra, può essere autorizzato da parte dell'amministrazione competente un **riutilizzo alternativo, quando siano accertati determinati requisiti e garanzie** (art. 8, comma 2 e all'art. 11, commi 4, 5 e 6 delle L.G.), **o una rimozione parziale delle piattaforme o delle infrastrutture connesse**.

I concessionari delle piattaforme e delle infrastrutture inserite nell'elenco annuale predetto quali strutture da dismettere, sono tenuti a presentare istanza per l'autorizzazione alla rimozione entro 10 mesi dalla data di pubblicazione dell'elenco, mentre per le piattaforme inserite nell'elenco quali suscettibili di usi alternativi, può essere presentata dagli enti interessati istanza di riutilizzo entro 12 mesi dalla data di pubblicazione dell'elenco. Qualora, decorsi tali 12 mesi, non venisse presentato alcun progetto per usi alternativi, l'operatore titolare della concessione ha ulteriori 10 mesi di tempo, per depositare l'istanza di rimozione.

Constatata, tuttavia, in fase di prima applicazione, l'eccessiva lunghezza dell'iter di dismissione delle piattaforme, come attualmente regolamentato dalle Linee Guida di cui al D.M. 15/02/2019, la DGISSEG/MITE

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

ha allo studio delle proposte di modifica, per semplificare e ridimensionare i tempi del processo di decommissioning a quanto strettamente necessario per la predisposizione delle relative istanze di dismissione e/o riutilizzo.

In particolare si prevede che possa essere presentata dal concessionario istanza di dismissione:

1) senza dover “costituire” l’elenco delle piattaforme da comunicare entro il 31 marzo di ogni anno, ma tutte le volte ove ne ricorrano le condizioni;

2) senza dover acquisire preventivamente l’autorizzazione alla chiusura mineraria dei pozzi per poter avviare il procedimento di dismissione, prevedendo piuttosto che la richiesta di tale autorizzazione sia presentata contestualmente alla istanza di dismissione in modo da attivare simultaneamente il relativo iter che consenta di effettuare valutazioni parallelamente tenendo presente anche le peculiarità di ogni specifico progetto di dismissione o di potenziale riutilizzo alternativo.

3) Inoltre, sarà da prevedere che dalla pubblicazione/comunicazione da parte del MISE (ora MITE) delle piattaforme e infrastrutture connesse da dismettere, segnalate come passibili di riutilizzo, decorreranno i 5 mesi (e non più 12 mesi) per la presentazione di eventuali istanze di riutilizzo, scaduti i quali la società titolare delle infrastrutture da dismettere dovrà presentare entro 5 mesi (e non più 10 mesi) istanza di rimozione.

Sarà in ogni caso previsto il termine finale di massimo 5 anni per la conclusione delle attività di dismissione e di massimo 10 anni per il completamento delle attività di ripristino dei luoghi.

L’intento è quindi quello di razionalizzare i tempi di conclusione dell’iter amministrativo per la dismissione mineraria, riducendoli a quanto effettivamente necessario per la predisposizione delle relative istanze/progetti.

In ogni caso, non si ritiene opportuno applicare, il concetto generalizzato di considerare prioritaria la dismissione delle piattaforme la cui ubicazione geografica risulti interdotta alle attività upstream (ovvero strutture entro le 12 miglia marine, nelle aree protette, etc...) al fine di minimizzare possibili interferenze derivanti dal decommissioning, stante che il processo normato che conduce alla dismissione delle infrastrutture minerarie delle concessioni di coltivazione di idrocarburi in essere, non segue logiche di “raggruppamenti” di piattaforme che si trovano in condizioni simili quali l’insistenza in aree con il medesimo vincolo ambientale, piuttosto si ritiene che sia da verificare, come specificatamente descritto nel presente Piano, se le infrastrutture minerarie trovandosi tutte, o alcune di esse, all’interno di aree definite, nella c.d. *situazione “ante operam”*, come potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca, sono riferite o meno a concessioni in stato di improduttività continuativa da più di 5 anni (quale soglia temporale di improduttività, definita in funzione anche delle risultanze dell’applicazione del criterio ambientale). Le eventuali concessioni di coltivazione vigenti in mare che, alla data di adozione del PiTESAI, sono nella predetta situazione di improduttività continuativa, secondo i contenuti del Piano stesso, restano infatti in vigore fino alla scadenza, senza alcuna possibilità di ottenere eventuali ulteriori proroghe, in quanto non rispettano i criteri ambientali, economici e sociali di cui al PiTESAI, e sono dichiarate non compatibili secondo l’art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, dovendo procedere alle operazioni di dismissione e ripristino dei luoghi.

Si sottolinea inoltre che le piattaforme attualmente in disamina di possibile dismissione secondo le linee guida del DM febbraio 2019 sono ancora poche per attribuire alle stesse un criterio di priorità di dismissione, ma qualora praticabile all’interno dei previsti interventi di modifica al DM di febbraio 2019, si potrà comunque approfondire la possibilità di conferire prevalenza alla dismissione delle piattaforme insistenti o vicino alle aree protette, verificando attentamente l’introduzione di meccanismi valutativi riguardo il rapporto costi/benefici in termini di opzioni, tenendo conto della presenza/vicinanza delle piattaforme a

habitat di rilevanza ecologica e interesse conservazionistico, laddove le stesse attività di decommissioning potrebbero quindi causare impatti ambientali significativi.

Attualmente, in base alle Linee guida, il titolare della concessione mineraria nell'ambito della quale sono ubicate la piattaforma e le infrastrutture connesse da dismettere è tenuto a non variarne lo stato e ad eseguire i lavori di manutenzione ordinaria e, nei tempi previsti, i lavori di chiusura mineraria autorizzati; spetta all'ingegnere capo della sezione UNMIG competente verificare lo stato degli impianti e prescrivere i provvedimenti di sicurezza e di conservazione che ritenesse necessari.

Nel caso in cui la piattaforma non sia stata ammessa al riutilizzo o comunque qualora ammessa non siano stati presentati progetti di riutilizzo, la società titolare della concessione deve presentare alla Sezione UNMIG competente per territorio, istanza per l'autorizzazione alla rimozione, allegando il relativo progetto da sottoporre a valutazione ambientale nonché la relazione sui grandi rischi, da presentare al Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare, ai sensi del D.Lgs. 145/2015, ed alla Sezione UNMIG per relativa valutazione e accettazione. I lavori di rimozione non possono iniziare prima dell'accettazione da parte del Comitato.

L'autorizzazione alla rimozione delle infrastrutture è rilasciata dalla Sezione UNMIG competente, una volta acquisiti i pareri delle altre Amministrazioni coinvolte e il provvedimento finale di valutazione ambientale nonché avendo verificato l'esistenza di tutte le garanzie economiche da parte della società richiedente per coprire i costi di un eventuale incidente durante le attività di rimozione, commisurati a quelli derivanti dal più grave incidente nei diversi scenari ipotizzati in fase di studio ed analisi dei rischi.

Il titolare dell'autorizzazione alla rimozione è tenuto a trasmettere alla Sezione UNMIG competente e all'Agenzia per la Protezione dell'Ambiente territorialmente competente una relazione trimestrale durante l'esecuzione dei lavori di rimozione ed una relazione finale nel termine di sei mesi dalla conclusione degli stessi comprensiva dei risultati dei monitoraggi effettuati in attuazione del progetto di monitoraggio ambientale predisposto. Al termine dei lavori di dismissione è fatto obbligo, laddove necessario, di procedere al ripristino ambientale dello stato dei luoghi interessati dai lavori di rimozione della piattaforma e delle infrastrutture connesse.

La Sezione UNMIG, previo sopralluogo congiunto con le altre Amministrazioni competenti, verifica la rimozione delle infrastrutture in dismissione così come prevista dal progetto di rimozione autorizzato, accerta la messa in sicurezza di tutta l'area, e redige l'attestazione di cessazione dell'attività mineraria.

Le società o gli enti interessati al riutilizzo devono invece possedere idonei requisiti di ordine generale e adeguata capacità tecnica, economica, finanziaria ed organizzativa; l'istanza, accompagnata dal progetto di riutilizzo e dalla documentazione necessaria ai fini dell'espletamento della procedura ambientale richiesta, viene pubblicata sul BUIG del mese successivo alla data di presentazione.

Il soggetto proponente si impegna a presentare, prima dell'autorizzazione unica alla esecuzione del progetto di riutilizzo, una fidejussione bancaria o assicurativa commisurata al valore delle opere di rimozione post riutilizzo e degli interventi di recupero ambientale, nonché garanzie economiche per coprire i costi di un eventuale incidente, commisurati a quelli derivanti dal più grave incidente nei diversi scenari ipotizzati in fase di studio ed analisi dei rischi.

Qualora venissero presentati più progetti riferiti alla medesima piattaforma, le Amministrazioni competenti ne effettuano la comparazione tenendo conto di una serie di criteri che riguardano l'innovazione industriale e/o scientifica e/o energetica del progetto, l'impatto socio-economico, la sostenibilità economica e

ambientale, i tempi di esecuzione del progetto, le modalità di svolgimento dei lavori, anche riferite alla sicurezza e alla salvaguardia ambientale, nonché alla dismissione e al ripristino dello stato dei luoghi, etc.

L'autorizzazione al progetto di riutilizzo è rilasciata, previa verifica dell'esistenza di tutte le garanzie economiche necessarie, dall'Amministrazione competente a seguito di un procedimento unico, svolto ai sensi della L. n. 241/1990 e s.m.i., nell'ambito del quale sono acquisiti i pareri di tutte le Amministrazioni interessate nonché l'esito della procedura ambientale.

Cessato l'uso alternativo delle piattaforme la Sezione UNMIG, previo sopralluogo congiunto con le altre Amministrazioni competenti, verifica l'avvenuta rimozione delle installazioni, eventualmente prevista dal progetto di riutilizzo autorizzato, e redige l'attestazione di cessazione dell'attività mineraria e del relativo bene minerario.

Per la dismissione delle infrastrutture a terra occorre invece precisare che da sempre, al termine delle attività upstream, i pozzi vengono chiusi minerariamente e i luoghi vengono riconsegnati ai proprietari superficiali o allo Stato, tale per cui non sussistono "pozzi abbandonati", ma eventualmente pozzi non più produttivi o non più suscettibili di utilizzo per l'attività mineraria, da destinare alla chiusura; tali pozzi non possono comunque dirsi abbandonati in quanto posti sotto la responsabilità della Società avente il titolo minerario vigente o eventualmente nominata custode, alla cessazione del titolo, nelle more della chiusura dei pozzi e del ripristino delle aree, e sotto la sorveglianza dell'autorità mineraria (le sezioni UNMIG).

Le Società titolari di permessi e/o concessioni qualora intendano dismettere un pozzo devono pertanto trasmettere alla sezione UNMIG territorialmente competente istanza di chiusura mineraria insieme ai relativi atti liberatori (solitamente non c'è esproprio dei terreni necessari al piazzale pozzo ma occupazione temporanea) e la sezione UNMIG territorialmente competente redige uno specifico verbale di chiusura mineraria del pozzo.

Fino al 1990, sempre dopo la chiusura mineraria del pozzo e lo smantellamento di tutte le facilities minerarie, la riconsegna dei luoghi poteva avvenire anche senza il ripristino dello *status quo ante* se il proprietario era d'accordo di farsene carico tal quale, sancendo tale accordo nell'atto liberatorio.

Dal 1991 l'aspetto della chiusura mineraria dei pozzi ha avuto una specifica disciplina con normativa secondaria; con Decreto dell'allora Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 6 agosto 1991 si dispone infatti che *"Il titolare, nel caso in cui intenda abbandonare un pozzo sterile, o esaurito, o comunque non utilizzabile o non suscettibile di assicurare ulteriormente produzione in quantità commerciale, deve chiedere la preventiva autorizzazione alla sezione, precisando il piano di sistemazione del pozzo stesso e dell'area impegnata. La sezione può impartire eventuali istruzioni in merito al programma di chiusura ed ai lavori di ripristino. Il titolare redige il rapporto tecnico della chiusura mineraria del pozzo, con l'indicazione delle operazioni effettuate, e lo trasmette alla sezione. Ove l'ingegnere capo lo ritenga necessario, può disporre che venga redatto verbale della chiusura mineraria con la partecipazione di tecnici della sezione"*.

Tale procedura è stata ulteriormente perfezionata con successivi decreti, fino al DM 7 dicembre 2016, che a riguardo dispone che *"Il titolare della concessione, in seguito alla cessazione della stessa per scadenza del termine, revoca, rinuncia o decadenza, è costituito custode, a titolo gratuito, del giacimento e delle relative pertinenze sino al ripristino dei luoghi ed alla restituzione ai proprietari superficiali o, qualora ne ricorrano i presupposti, alla riconsegna degli stessi allo Stato. Ai fini della cancellazione del titolo minerario e della relativa pubblicità sul BUIG, la Sezione UNMIG competente attesta la cessazione dell'attività mineraria, previo accertamento che tutti i pozzi afferenti al titolo minerario risultano chiusi minerariamente, le aree pozzo e quelle di raccolta e trattamento risultano prive delle installazioni di superficie e, nel caso di attività*

*offshore delle piattaforme, le condotte di collegamento interrato siano state rimosse o bonificate, inertizzate e flangiate agli estremi.”*

Il Decreto Direttoriale del 15 luglio 2015 specifica ulteriormente che (art. 39) *“Il titolare, nel caso in cui intenda chiudere minerariamente un pozzo sterile o esaurito o comunque non utilizzabile o non suscettibile di assicurare ulteriormente produzione in quantità commerciale, richiede l’autorizzazione alla Sezione UNMIG competente precisando il piano di sistemazione del pozzo stesso e dell’area impegnata. Il titolare redige il rapporto tecnico della chiusura mineraria del pozzo, con l’indicazione delle operazioni effettuate, e lo trasmette alla Sezione UNMIG competente. Dell’avvenuta chiusura mineraria dei pozzi in terraferma viene data comunicazione alla Regione interessata. La Sezione UNMIG competente redige il verbale di chiusura mineraria. Nei programmi delle attività di ricerca, perforazione e coltivazione di cui all’ art. 4, comma 4, lettere a), b) e c) e all’ art. 36, comma 3, il titolare prevede le necessarie azioni per la caratterizzazione e per l’eventuale bonifica del sito ai fini del successivo rilascio dello stesso senza vincoli derivanti dalla pregressa attività di perforazione. La Sezione UNMIG competente attesta la conclusione delle attività di chiusura mineraria e rimozione degli impianti e trasmette tale attestazione al Ministero, ai fini della cancellazione del titolo minerario. Per le attività in terraferma, il programma di ripristino dell’area impegnata dalla precedente attività mineraria è autorizzato dalla Sezione UNMIG previa intesa con la Regione competente per territorio, o le province autonome di Trento e Bolzano. Al termine dei lavori la Sezione UNMIG redige il verbale di avvenuto ripristino secondo il programma autorizzato e ne invia copia al Ministero, alla Regione o Provincia autonoma.*

Con l’Accordo del 24 aprile 2001 fra il Ministro dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato (ora MiTE), le Regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano, l’autorizzazione finale al rilascio delle aree di cantiere, ad attività lavorativa cessata, è stata subordinata al conferimento dell’intesa regionale; dal 2001, per la terraferma, vi è stato quindi il coinvolgimento della Regione per il ripristino delle aree, dopo la chiusura del pozzo e lo smantellamento di tutte le *facilities* minerarie. Tuttavia se prima del 2001, le operazioni solitamente venivano effettuate nei tempi tecnici necessari senza particolari impedimenti, dal 2001 in poi, si sono riscontrate notevoli difficoltà ad addivenire alla conclusione delle operazioni, in quanto spesso l’intesa regionale viene subordinata non solo alla realizzazione della caratterizzazione e dell’eventuale bonifica, ma anche a svariate incombenze richieste dalla Regione, dai Comuni, dall’ARPA etc.

Sarebbe quindi auspicabile una semplificazione e in tale ottica l’Amministrazione proponente il presente Piano ha elaborato una proposta di norma primaria volta a rendere quanto più cogenti le sopra citate previsioni in materia di chiusura mineraria dei pozzi e rimozione delle *facilities* in terraferma, limitando alla sezione UNMIG le competenze in materia di “ripristino minerario” e rimettendo invece all’esclusiva ed autonoma competenza della Regione gli adempimenti relativi al ripristino ambientale, per il rilascio finale dell’area, superando così le lungaggini dell’intesa e l’inutile mantenimento in “vita” del titolo.

In particolare la proposta prevede un riordino delle fasi del procedimento di chiusura mineraria, separando le fasi procedurali caratterizzate da aspetti puramente tecnici, che restano preliminari e di competenza Statale, dalle fasi di ripristino ambientale e restituzione dei luoghi, che sono e restano di competenza regionale. In sostanza tale riordino da un lato anticipa l’atto di cancellazione mineraria, anticipazione di rilevante importanza nell’ottica di attuazione del Piano per la Transizione; dall’altro viene data piena autonomia alle Regioni per gli aspetti di ripristino ambientale, senza più la necessità della formalizzazione dell’intesa e dei tempi per questa necessari. Infine, aspetto di rilevante importanza, restano confermati gli obblighi e le responsabilità del titolare in qualità di custode, ai sensi nella normativa mineraria fino alla completa restituzione dei luoghi senza vincoli derivanti dalla pregressa attività.

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

È comunque prassi dell'Amministrazione (MITE/DGISSEG), in fase di rilascio del proprio parere tecnico per la proroga delle concessioni in essere, subordinare il conferimento del provvedimento di proroga (da parte del MITE/DGAECE) al rispetto delle seguenti prescrizioni, per i titoli offshore:

- a) l'operatore dovrà trasmettere ogni due anni una relazione in cui venga riportato lo stato dei singoli pozzi non eroganti da almeno un anno;
- b) nel decreto di proroga dovrà essere inserito l'obbligo, almeno due anni prima della fine vita produttiva del campo, della presentazione del programma di chiusura mineraria dei pozzi e relative autorizzazioni, nel caso in cui il giacimento dovesse esaurirsi prima del termine del periodo della proroga stessa;
- c) entro due anni dalla fine vita produttiva prevista del campo, qualora il termine ricada nel periodo di proroga concesso, le società titolari dovranno provvedere all'avvio delle procedure per la dismissione mineraria delle piattaforme con tutti i pozzi non produttivi ai sensi del Decreto Ministeriale del 15 febbraio 2019 "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse"

Per la terraferma invece, ai fini del rilascio delle proroghe dei titoli concessori esistenti, l'Amministrazione richiede il rispetto delle seguenti prescrizioni:

- a) previsione dell'obbligo, almeno due anni prima della fine vita produttiva prevista per il campo, della presentazione del programma di chiusura mineraria di ogni pozzo non più produttivo entro un anno dalla sua messa fuori produzione, senza attendere la futura scadenza della concessione, nel caso in cui il giacimento dovesse esaurirsi prima del termine del periodo della proroga stessa;
- b) per i pozzi non più produttivi da oltre un anno dalla data del parere e non ancora chiusi minerariamente e per i quali non si possa riprendere la produzione e non siano previsti ulteriori e comprovati usi alternativi, dovrà essere presentato entro sei mesi alla Sezione UNMIG competente il relativo cronoprogramma di chiusura e ripristino ambientale, da sottoporre ad approvazione della stessa Sezione. Detto cronoprogramma dovrà prevedere anche una sezione in cui siano stimati anche i costi delle chiusure mineraria dei pozzi ancora produttivi, di smantellamento delle infrastrutture minerarie annesse e del ripristino ambientale, come integrazione al programma lavori fornito con l'istanza di proroga.

Si specifica infine che in base alla normativa attualmente in essere per la terraferma e in base alle Linee guida per l'offshore, non appena gli impianti minerari/pozzi/piattaforme/infrastrutture connesse raggiungono la fine vita utile e non sono quindi più utilizzabili per attività minerarie e/o per eventuali altri usi alternativi, devono essere tempestivamente chiusi minerariamente e/o dismessi, previa apposita autorizzazione da parte dell'ufficio competente, senza dover attendere la cessazione del titolo minerario. Tuttavia, spesso, i tempi di finalizzazione di dette attività risultano molto lunghi, talvolta a causa del coinvolgimento di più enti, anche locali, per le procedure di ripristino dei luoghi, o a causa di problemi tecnici che durante il processo possono verificarsi o anche per inerzia del titolare che, probabilmente anche per gli ingenti costi da sostenere per le attività di decommissioning, non provvede ad attivare tempestivamente la relativa procedura. L'Amministrazione competente, con tutte le misure sopra rappresentate, sta quindi cercando di ovviare a tali criticità anche proponendo al legislatore, con il presente Piano, alcuni interventi normativi correttivi evidenziati.

In ogni caso, qualora (quasi sempre) alla cessazione del titolo siano ancora in corso o da intraprendere le attività di chiusura mineraria dei pozzi, di dismissione degli impianti e di quant'altro necessario ai fini del ripristino dello status quo ante e/o della restituzione dei siti ai proprietari o allo Stato, il titolare è nominato

---

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

custode, a titolo gratuito, delle aree in concessione e delle relative pertinenze, con i relativi oneri e responsabilità, sino al completamento di tutte le attività di dismissione e ripristino.

# **PIANO PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA SOSTENIBILE DELLE AREE IDONEE**

redatto ai sensi della Legge 11 febbraio 2019, n. 12

## **VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA**

### **ALLEGATI e APPENDICE**

#### **alla proposta di PIANO**

*(D. Lgs. 152/2006 Articolo 13 c. 3)*

*Luglio 2021*



# **PIANO PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA SOSTENIBILE DELLE AREE IDONEE**

redatto ai sensi della Legge 11 febbraio 2019, n. 12

## **VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA**

### **ALLEGATO 1**

#### **alla proposta di PIANO**

*(D. Lgs. 152/2006 Articolo 13 c. 3)*

***Schema riassuntivo sulla determinazione delle aree che saranno indicate idonee alla prosecuzione dei procedimenti amministrativi (c.d. 'aree idonee nella situazione post operam') e di quelle, già oggi occupate da titoli minerari, che saranno dichiarate compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, alla prosecuzione delle attività di ricerca o di coltivazione che sono già in essere***

Stante quanto illustrato nel documento di Piano, si riassumono di seguito gli schemi di decisione di cui alle casistiche del paragrafo 3.2.

**casistica 2.a.i** - per quanto riguarda le **istanze dei permessi di prospezione o dei permessi di ricerca già presentate** alla data di entrata in vigore della Legge che prevede il PiTESAI, potranno proseguire l'iter istruttorio solo i procedimenti relativi alle istanze che si troveranno insistere sulle aree che saranno definite come potenzialmente idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di ricerca (saranno dichiarati in 'aree idonee nella situazione post operam'). Gli altri eventuali procedimenti delle istanze di questo tipo per le aree che non saranno nella predetta posizione verranno dichiarati in 'area non idonea nella situazione post operam', e saranno oggetto delle procedure previste dall'art. 11-ter della L. 12/19, e quindi rigettate per la parte ricadente in area non idonea.

Per tutte le altre casistiche si rinvia ai diagrammi seguenti.

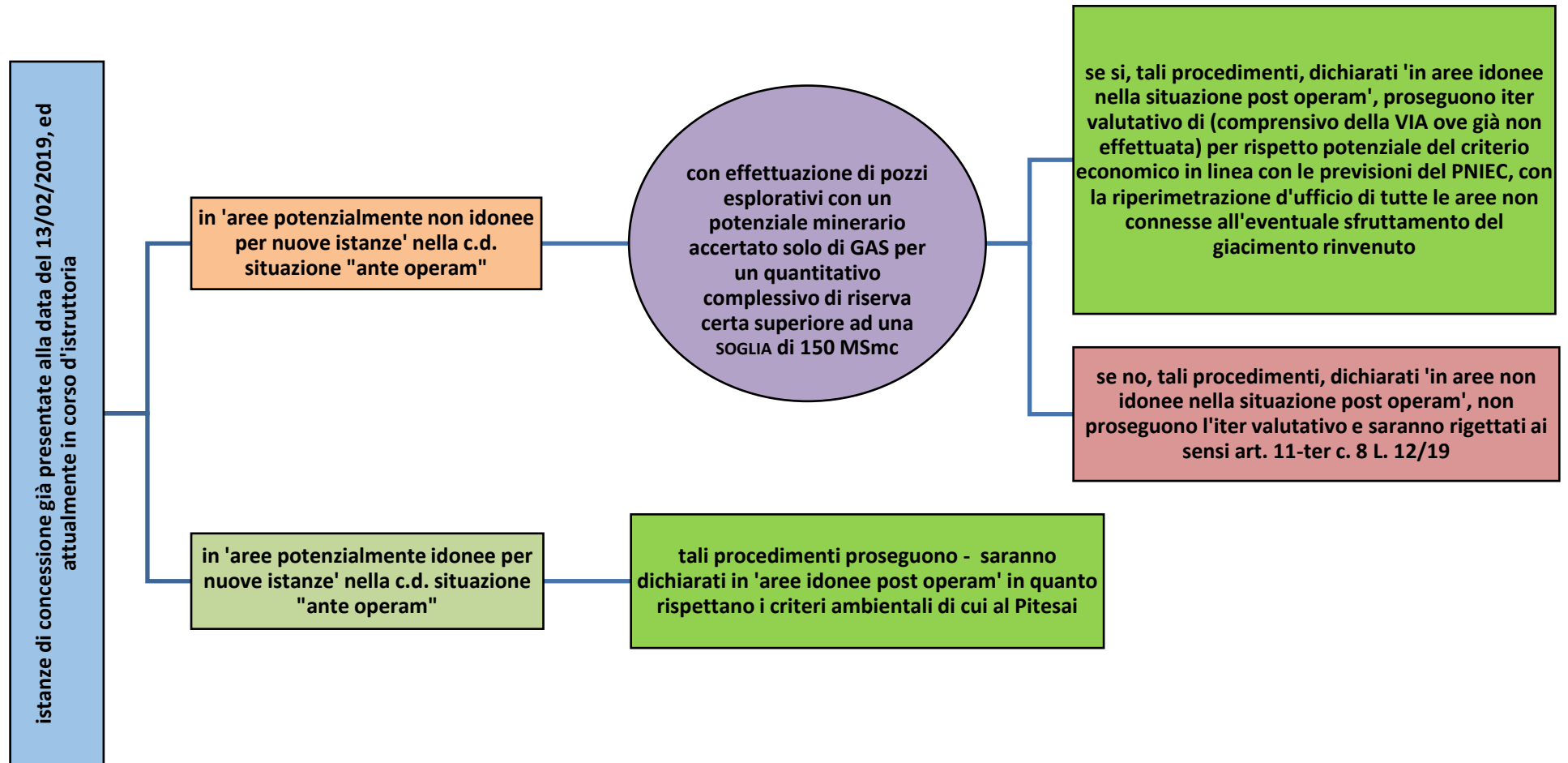
**casistica 2.a.ii**

Figura 1 Diagramma della determinazione delle aree idonee alla prosecuzione dei procedimenti per le istanze di concessione di coltivazione di idrocarburi già presentate ed in corso di valutazione

**casistica 2.b.i**

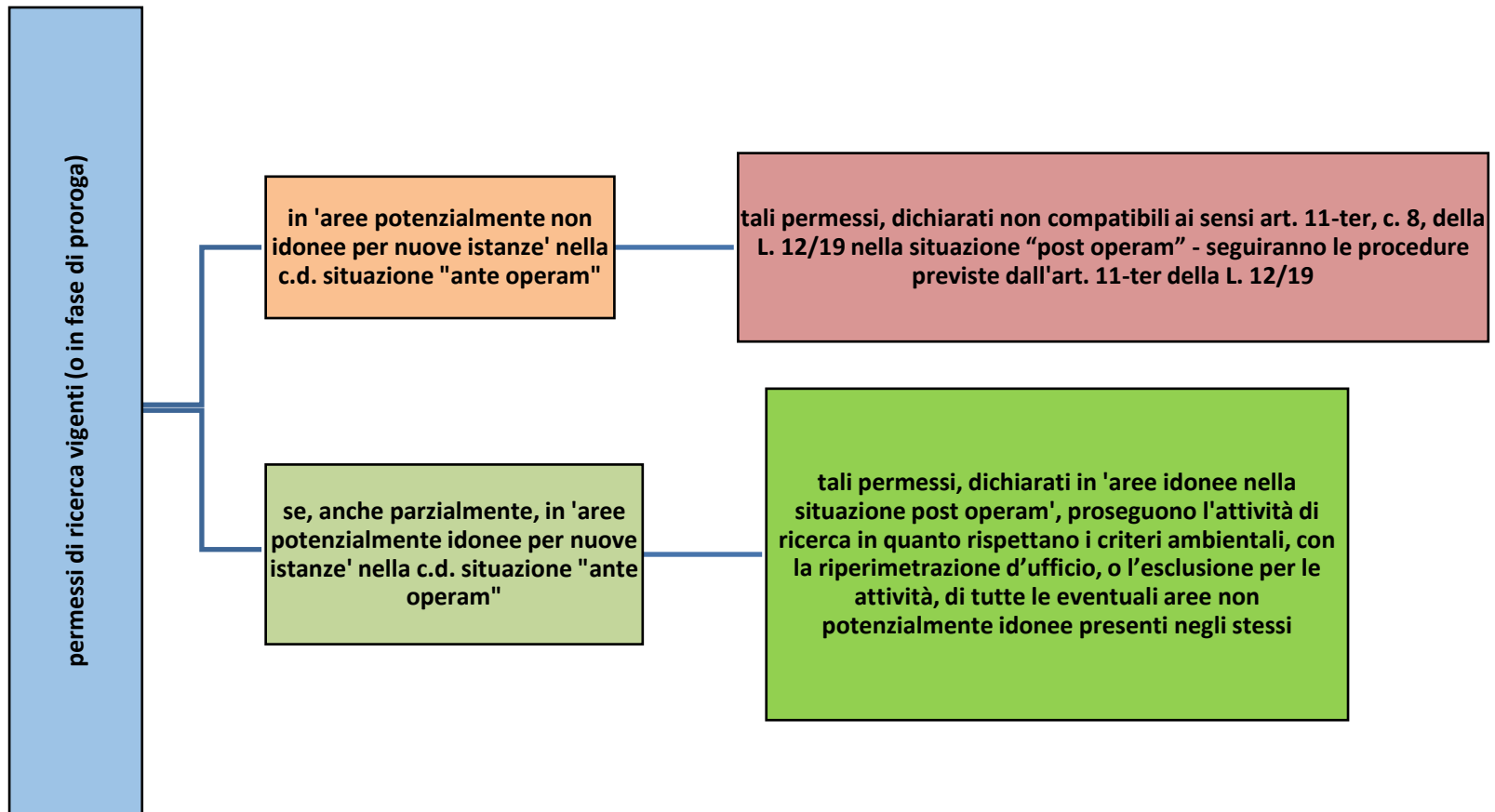


Figura 2 Diagramma della determinazione delle aree compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intese come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, alla prosecuzione delle attività di ricerca già in essere nei permessi di ricerca vigenti (o in fase di proroga), in corso di sospensione sino al 30/09/2021

**Casistica 2.b.ii**

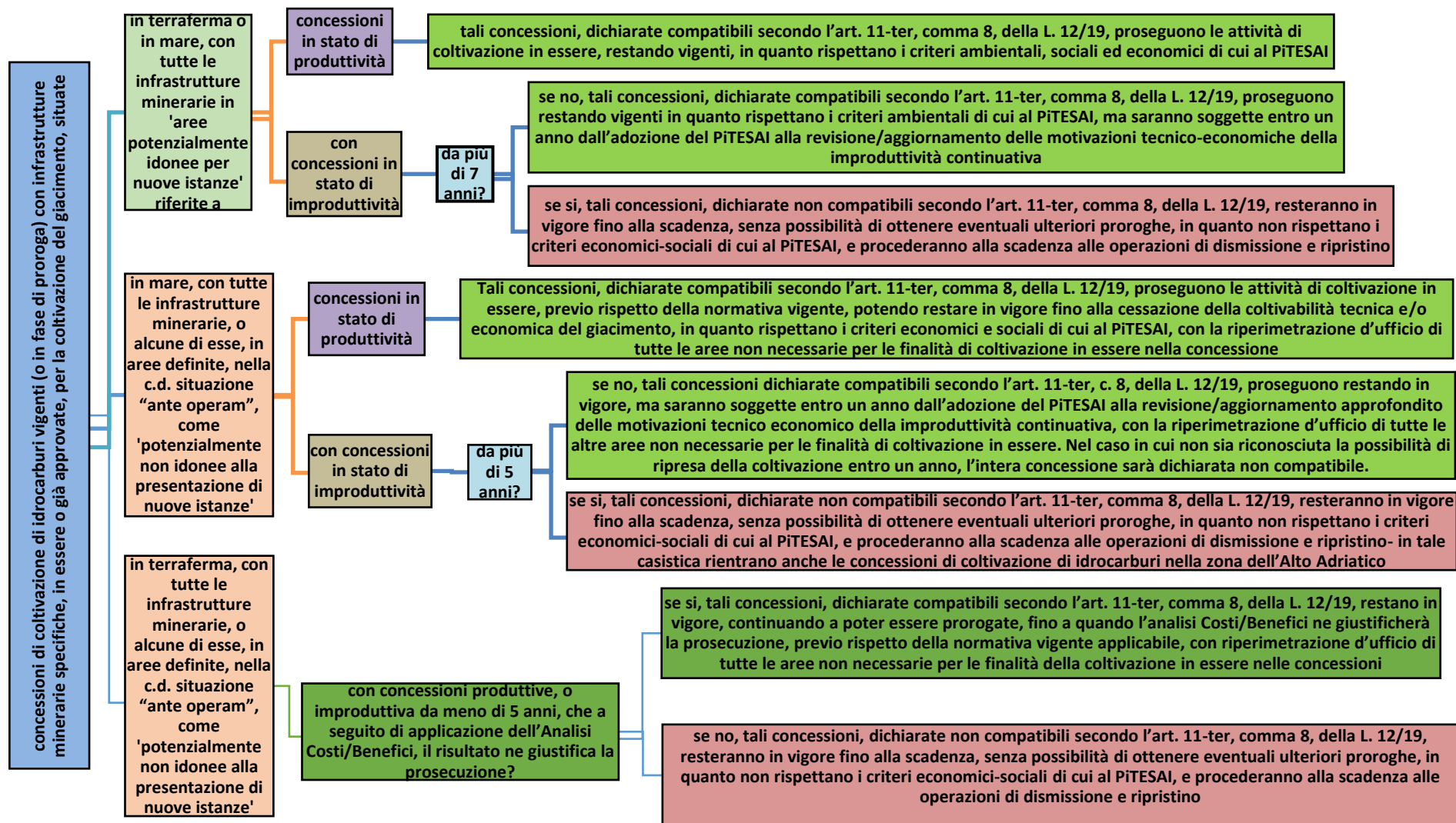


Figura 3

Diagramma della determinazione delle aree compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intese come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, alla prosecuzione delle attività di coltivazione già in essere nelle concessioni di coltivazione vigenti (o in fase di proroga)

# **PIANO PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA SOSTENIBILE DELLE AREE IDONEE**

redatto ai sensi della Legge 11 febbraio 2019, n. 12

## **VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA**

### **APPENDICE A** **alla proposta di PIANO**

*(D. Lgs. 152/2006 Articolo 13 c. 3)*

## **ATTIVITÀ DI STUDIO E RICERCA**

## **ATTIVITÀ DI STUDIO E RICERCA PER LA VALUTAZIONE DELLE IMPLICAZIONI AMBIENTALI E SOCIO-ECONOMICHE DELL'EVENTUALE DISMISSIONE DI IMPIANTI E CONCESSIONI A TERRA - RAPPORTO TECNICO DI R.S.E. S.p.A.**

Il MiSE (ex-DGS-UNMIG) ad ottobre 2019 aveva affidato alla società Ricerca sul Sistema Energetico R.S.E. S.p.A. il compito di svolgere un'attività di studio e ricerca metodologica –per la valutazione delle implicazioni ambientali e socio-economiche dell'eventuale dismissione di impianti e concessioni a terra. La finalità dell'attività di studio e ricerca era di analizzare la possibilità di implementare alcune metodologie sul tema predetto (a titolo esemplificativo descritte di seguito) tramite l'applicazione dell'analisi costi-benefici a soli due casi di studio tra loro molto diversi, ovvero alle concessioni presenti in due Regioni italiane, di cui una del Nord ed una del Sud Italia.

Al fine del completamento/perfezionamento dell'attività di studio in parola da applicarsi su tutti i territori regionali interessati dalle concessioni di coltivazioni di idrocarburi, il MiTE ha rinnovato in data 01/04/2021 l'incarico predetto a R.S.E. S.p.A.

### **METODO DI ANALISI COSTI-BENEFICI (CBA) PER LA VALUTAZIONE DEL MANCATO RINNOVO DI UNA CONCESSIONE**

Il lavoro di studio e ricerca svolto da RSE ha portato alla predisposizione di un approccio metodologico basato sull'analisi costi-benefici (CBA), quale strumento di supporto alle decisioni al fine di individuare le concessioni, che a scadenza del titolo minerario, converrebbe rinnovare in virtù del loro impatto ambientale e socio-economico sul territorio.

In considerazione che il PiTESAI si pone l'obiettivo di individuare un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse, è stato scelto di definire uno strumento di supporto alle decisioni che consentisse di identificare le concessioni, la cui attività estrattiva risulti conveniente, considerando nel loro insieme gli impatti ambientali, sociali ed economici da esse generate. Nello specifico, il quesito al quale la metodologia è chiamata a fornire una risposta, è **se un titolo minerario vigente, una volta giunto a scadenza, convenga essere rinnovato oppure dichiarare conclusa l'attività estrattiva e procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale dei luoghi.**

Lo strumento decisionale proposto si basa sul metodo dell'analisi costi-benefici (CBA<sup>1</sup>), in cui **tutti gli impatti** (siano essi negativi o positivi) **vengono tradotti in un unico metro di misura**, di tipo monetario (euro). La metodologia di CBA proposta consente di individuare le attività estrattive «esposte» ad una dismissione anticipata (o meglio le concessioni che potrebbero non usufruire di ulteriore proroga), vale a dire quelle la cui prosecuzione comporta benefici per la collettività inferiori ai costi.

L'obiettivo dell'analisi CBA è quello di valutare se per la collettività è vantaggioso o meno che un titolo minerario in scadenza venga rinnovato per un ulteriore periodo.

A livello concettuale, per ogni titolo minerario in corso si possono prospettare due ipotetici scenari futuri:

- l'attività di coltivazione di idrocarburi prosegue fino all'esaurimento delle riserve (scenario di baseline);

---

<sup>1</sup> CBA acronimo inglese di Cost Benefit Analysis

- l'attività di coltivazione di idrocarburi continua fino alla data di scadenza della concessione (scenario denominato di decommissioning).

Tramite l'analisi CBA non si è valutato singolarmente ogni scenario, bensì la differenza tra i due, in quanto lo scenario di baseline e lo scenario di decommissioning corrispondono fino all'anno di scadenza della concessione e differiscono solo per il periodo successivo, compreso tra la data di scadenza del titolo e la data di esaurimento delle riserve. La scelta degli scenari da esaminare deriva dal fatto che, come recita l'art. 11 dalla Legge 11 febbraio 2019, nelle aree in cui le attività di coltivazione esistenti risultassero incompatibili con le previsioni del PiTESAI, le concessioni di coltivazione (anche in regime di proroga) vigenti alla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135, mantengono la loro efficacia sino alla scadenza.

La CBA è uno strumento di supporto alle decisioni pubbliche basato su criteri economici ispirati all'economia del benessere, il cui scopo è di quantificare i principali elementi di costo e beneficio sociale di un intervento pubblico o che usufruisce di un sostegno pubblico (es. una politica, uno schema di sussidi, un progetto). Si distingue dall'analisi di redditività economico-finanziaria, in quanto quest'ultima assume la prospettiva privatistica di un soggetto che ottimizza il reddito netto atteso per il soggetto stesso (di solito il proponente di un progetto), risultante dai flussi di cassa attesi (entrate - uscite) del progetto. Va inoltre distinta dall'analisi di convenienza economica per lo Stato, in quanto quest'ultima limita l'analisi dei flussi di cassa attesi al bilancio Statale. La CBA mira a quantificare il surplus (i benefici al netto dei costi) per l'intera collettività (famiglie e imprese), ivi inclusa la valutazione delle esternalità ambientali (correzione per i costi e benefici ambientali).

L'analisi CBA consente di individuare le attività estrattive esposte ad una dismissione anticipata (o meglio la cui vigenza potrebbe non essere soggetta a ulteriore proroga), vale a dire quelle la cui prosecuzione comporta benefici inferiori ai costi. Il mancato rinnovo di un titolo minerario comporta degli **svantaggi** (costi) e dei **vantaggi** (benefici) per la collettività. Tra i costi si annoverano le perdite per l'economia dovute al venir meno della produzione nazionale di un certo quantitativo di idrocarburi e alla mancata realizzazione delle misure compensative definite negli eventuali accordi tra enti regionali ed operatori.

Il metodo proposto da RSE, consiste nell'effettuare la somma algebrica dei costi e dei benefici, calcolati a livello di singola concessione, in caso di mancato rinnovo di un titolo minerario (differenza tra scenario di baseline e lo scenario decommissioning). I costi e benefici considerati, tutti espressi in euro, sono i seguenti:

- impatto della mancata produzione di idrocarburi sul Valore Aggiunto<sup>2</sup> nazionale (costo), MP;
- impatto delle attività di produzione fotovoltaica nelle aree precedentemente occupate dalle centrali di trattamento sul Valore Aggiunto nazionale (beneficio), PV;
- impatto delle attività di decommissioning sul Valore Aggiunto nazionale (beneficio), Decom;
- impatto delle emissioni evitate (beneficio), Emis.;
- impatto del ripristino dei servizi ecosistemici (beneficio), Serv.Eco.;
- impatto visivo evitato degli impianti estrattivi (beneficio), *Imp.Vis.*

---

<sup>2</sup> Il Valore Aggiunto (VA) è l'aggregato che consente di apprezzare la crescita del sistema economico in termini di nuovi beni e servizi messi a disposizione della comunità per impieghi finali. È la risultante della differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle singole branche produttive ed il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive). Fonte Glossario ISTAT.



Il risultato finale dell'analisi CBA applicato alla concessione i-esima si ottiene dunque impiegando la seguente equazione:

$$\text{Eq. } CBA_i = \sum_{x=\text{anno } 0}^{\text{fine riserve}} MP_x + PV_x + Decom_x + Emis._x + Ser. Eco._x + Imp. Vis._x \quad 1$$

con x valore dell'anno per cui vanno calcolati gli impatti, che va dall'anno di scadenza del titolo minerario all'anno di fine riserve.

Inoltre, è importante ribadire che i risultati ottenuti dall'analisi CBA sono fortemente dipendenti dal profilo di produzione stimato per ogni singola concessione.

Il valore aggiunto della metodologia proposta è che può essere applicata anche per l'eventuale rilascio di nuove concessioni, vale a dire ricorrere all'analisi CBA per valutare l'opportunità di concedere un nuovo titolo minerario sulla base dei costi e dei benefici che vanno a ricadere sul territorio, esaminando quindi non solo gli aspetti economici ma anche quelli di carattere sociale ed ambientale.

Nella CBA proposta, avvalendosi anche di metodologie già consolidate, per esempio per la valorizzazione monetaria del danno causato dalle emissioni di inquinanti, le voci di costo e di beneficio sopra elencate vengono quantificate in euro attualizzati all'anno corrente dell'analisi. Gli impatti economici generati del mancato rinnovo di un titolo minerario sono quantificati come perdita di Valore Aggiunto<sup>3</sup> nazionale attraverso l'uso di matrici input-output multiregionali, che tengono conto anche degli impatti nelle Regioni di estrazione. Se quindi una concessione con delle potenzialità estrattive residue non venisse rinnovata alla scadenza del relativo titolo minerario, l'elemento considerato dalla CBA non è il mancato ricavo della vendita di idrocarburo non estratto, ma l'impatto economico che la mancata attività di produzione di idrocarburi nelle Regioni di estrazione ha sull'economia italiana nel suo complesso. Questa stima viene effettuata tenendo conto del tessuto economico della Regione in cui tale concessione ricade, e quindi degli scambi di beni e servizi tra i diversi settori economici (la mancata estrazione di olio in Basilicata, per esempio, può avere effetti sul reddito delle famiglie in Lombardia).

Fra gli elementi non quantificati in maniera specifica nella CBA proposta (ma impliciti nell'analisi dei costi) vi sono gli eventuali indennizzi da parte dello Stato versati agli operatori energetici danneggiati per inadempimento contrattuale, nel caso in cui il titolo minerario non venga rinnovato nonostante l'esistenza di riserve residue. Gli indennizzi rispondono a criteri di quantificazione del danno di natura privatistica che mal si conciliano con l'approccio costi-benefici, che effettua la valutazione dei costi al livello di tutti i soggetti della collettività. Si tratta, in sostanza, di una partita di giro di flussi economici (i danni subiti dagli operatori energetici) che rientrano già nella valutazione delle perdite per la collettività dovute alla mancata produzione di idrocarburi.

<sup>3</sup> Il Valore Aggiunto (VA) è l'aggregato che consente di apprezzare la crescita del sistema economico in termini di nuovi beni e servizi messi a disposizione della comunità per impieghi finali. È la risultante della differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle singole branche produttive ed il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive). Corrisponde alla somma delle retribuzioni dei fattori produttivi e degli ammortamenti. Fonte Glossario ISTAT.

**VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI SOCIO-ECONOMICO REGIONALI DEL DECOMMISSIONING**

Nell'ambito dell'attività di studio e ricerca in carico ad R.S.E. S.p.A. è stato inoltre mostrata la possibilità di valutare l'impatto socio-economico a livello regionale dell'eventuale mancato rinnovo delle concessioni per l'estrazione onshore di petrolio e gas, utilizzando il modello Input-Output regionale allargato ad alcune parti della SAM (Social Accounting Matrix), una matrice di contabilità economica utilizzata per valutare soprattutto gli effetti distributivi (fra soggetti istituzionali o all'interno di specifici aggregati, come le amministrazioni pubbliche, le famiglie o i lavoratori dipendenti). Tale operazione ha consentito di poter valutare in modo sistemico gli effetti della chiusura anticipata dell'attività estrattiva sulla generazione e distribuzione del reddito in due regioni prese a riferimento. La modellistica impiegata consente infatti, data la specificazione dei legami multisettoriali, multiarea e distributivi, di tener conto in modo sistemico dei flussi generati direttamente ed indirettamente dai settori produttivi ed in modo indotto dal consumo delle famiglie che percepiscono reddito, in virtù della partecipazione al processo produttivo del settore/impianto oggetto di studio. La strumentazione utilizzata tuttavia non considera gli effetti di medio periodo supply side su costi, produttività e quindi competitività.

In termini operativi il modello utilizzato è basato sulla SUT (Supply and Use Table) multiregionale sviluppata da IRPET, che permette una specificazione molto dettagliata degli scambi intersettoriali e interregionali. A tale modello sono state opportunamente agganciate parti delle SAM regionali che hanno consentito la ricostruzione degli effetti distributivi e di finanza pubblica.

In particolare, in un'ottica di scenario, sono state oggetto di specificazione e quantificazione nell'ambito del modello, con la finalità di simularne i futuri impatti socio-economici, le seguenti attività:

- la mancata estrazione di petrolio e gas;
- le attività produttive collegata al decommissioning;
- l'installazione di impianti fotovoltaici nelle aree che attualmente ospitano le centrali di trattamento e la produzione di energia elettrica fino al 2050.

Gli scenari sono stati simulati prima singolarmente (cosiddetti scenari "dedicati"), utilizzando come dato la media annua del fenomeno in un determinato periodo (di conseguenza gli impatti risultanti dalla simulazione vanno intesi come valori medi annui nel medesimo periodo). Al fine di specificare questi scenari di simulazione in un modo il più possibile significativo, si è ritenuto opportuno non considerare necessariamente gli stessi orizzonti temporali per ciascuno scenario dedicato e regione. Successivamente, le medie annue di ciascun fenomeno sono state inserite simultaneamente nel modello per effettuare due ulteriori simulazioni d'impatto (cosiddetti "scenari integrati"): la prima con un orizzonte temporale a breve-medio termine (dal 2022 al 2029), la seconda per il periodo successivo fino all'anno 2050 (da questo secondo scenario integrato sono quindi esclusi, per assunzione, i benefici attesi derivanti dalle attività di dismissione).

Prima di procedere alla stima degli impatti, tuttavia, è stato necessario allargare e integrare le SUT regionali poiché l'aggregazione settoriale esistente non consentiva di isolare i settori maggiormente coinvolti negli impatti. A tal fine si è provveduto ad estendere le SUT regionali ai seguenti settori: (i) estrazione di petrolio e gas, (ii) decommissioning; (iii) produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici (PV), non presenti nelle SUT originarie perché aggregati in altri settori.

Una volta predisposte le nuove SUT allargate ai nuovi settori si è potuto quindi procedere alla specificazione e quantificazione gli scenari utilizzati come input per le simulazioni e quindi alla stima dell'impatto vero e proprio.

I risultati delle simulazioni di scenario riguardano sia la generazione del reddito a livello regionale che la sua distribuzione. In particolare, per la generazione del reddito sono state quantificate in maniera sistemica le seguenti variabili macro-economiche (effetti nella regione analizzata, nel resto d'Italia e -per sommatoria- in Italia nel suo complesso):

- Valore aggiunto e PIL
- Margine operativo lordo
- Retribuzioni lorde
- Unità di lavoro

Per quanto riguarda la distribuzione del reddito, sono state stimate in maniera sistemica le seguenti variabili distributive:

- Reddito disponibile delle imprese
- Reddito disponibile delle famiglie
- Gettito fiscale (variazione delle entrate della pubblica amministrazione centrale e locale, associate agli effetti multiregionali)

### **ANALISI A MOLTI CRITERI DELLA CHIUSURA DI UNA CONCESSIONE**

In questo capitolo si presenta la metodologia dell'analisi a molti criteri (MCA, dall'inglese *multi criteria analysis*), quale ulteriore strumento di supporto alle decisioni al fine della possibile individuazione delle concessioni, che a scadenza del titolo minerario, converrebbe rinnovare in virtù del loro impatto sulla componente ambientale, sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sugli aspetti di carattere socio-economico.

L'Analisi Multi-Criteri (MCA) è un sistema di supporto alle decisioni applicabile a qualsiasi problema decisionale ogni qual volta siano presenti obiettivi conflittuali. Di per sé, ogni scelta decisionale, sia essa assunta da un singolo soggetto o da un gruppo d'interesse, implica molteplici effetti e, pertanto, l'esigenza di procedere ad una loro valutazione. Le metodologie a molti criteri hanno assunto un'importanza via via maggiore quali strumenti di supporto alle decisioni, laddove le indagini economico/monetarie classiche non riescono a rappresentare la pluralità di aspetti richiesta dalla scelta di alternative progettuali o di pianificazione.

È necessario specificare che la MCA non determina la soluzione ottima tra un insieme di alternative, ma supporta il decisore nel rendere trasparente il conflitto esistente tra le diverse e numerose opzioni in gioco e ad individuare una soluzione di compromesso. In linea generale quindi, la MCA può essere applicata a tutti quei settori in cui siano presenti numerosi obiettivi in conflitto tra loro. Lo scopo ultimo di una MCA è di generare una graduatoria delle alternative (opzioni) decisionali, tramite confronto sia di tipo qualitativo che quantitativo e combinando scale multidimensionali di misure in una singola scala di priorità. Tale scopo viene raggiunto attraverso la formalizzazione matematica della struttura di preferenza del decisore (o dei decisori).

Il processo decisionale può essere suddiviso in 4 fasi principali:

- la generazione delle "alternative" ("opzioni") progettuali;
- l'individuazione dei "criteri" di valutazione;
- la valutazione delle alternative, tramite i criteri identificati, quantificabili per mezzo di "indicatori";
- la scelta dell'alternativa progettuale tra quelle oggetto di valutazione.

L'utilità di un Sistema di Supporto alle Decisioni può essere riassunta come segue:

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

- guidare decisori e portatori d'interesse verso l'intento di considerare tutte le possibili opzioni progettuali, consentire la loro adeguata valutazione e pilotare la scelta verso la migliore soluzione per la risoluzione del problema (eventualmente come processo partecipato);
- analizzare le opzioni progettuali in maniera comparativa, assegnare una priorità ad ognuna di esse sulla base di criteri, obiettivi e vincoli.

Elemento indispensabile per il successo di un Sistema di Supporto alla Decisione è sicuramente la partecipazione di utenti, portatori d'interesse, pianificatori e decisori ad ogni livello del processo decisionale: il coinvolgimento e la partecipazione costante di tutti gli attori sopra citati consente di perseguire una corretta valutazione del problema oggetto di analisi, contribuendo ad individuarne la risoluzione.

Le decisioni sono spesso il frutto di un complesso processo decisionale, in cui gli stakeholder identificati palesano i loro interessi ed obiettivi che debbono comunque rispettare i vincoli di carattere politico, istituzionale e socio economico, già noti in partenza. In sintesi, in ogni processo decisionale sono presenti le seguenti componenti:

- le "opzioni di controllo";
- gli "obiettivi" da perseguire;
- i "criteri" con cui vengono valutate le performance del sistema;
- i "vincoli" a cui determinati criteri debbono sottostare.

Le "opzioni di controllo" sono le azioni, le strategie che possono essere adottate per il controllo del comportamento del sistema. I "criteri" con cui vengono valutate le performance del sistema possono essere espressi tramite degli "indicatori" che in pratica sintetizzano le performance rispetto ai singoli obiettivi. Gli "obiettivi" sono i desiderata dei o del decisore. I "vincoli" a cui determinati criteri debbono sottostare per rendere un'alternativa accettabile si identificano nei valori minimo o massimo che gli indicatori devono rispettare.

In sintesi, l'applicazione di una "opzione di controllo/alternativa" implica una variazione ed un impatto del sistema che devono esseri stimati in modo sintetico attraverso il ricorso ad indicatori, il che consente di confrontare tra loro le diverse alternative per arrivare poi a generare una graduatoria finale delle stesse e permettere, quindi, una scelta oculata della soluzione migliore.

Per confrontare in modo univoco e trasparente i vari criteri dimensionalmente diversi tra loro, che possono esprimere un impatto sia in termini quantitativi che qualitativi, è necessario ricorrere alle "funzioni di utilità". Queste esprimono la soddisfazione del decisore in funzione di un singolo criterio/indicatore e consentono di tradurli in un'unica unità di misura e in una stessa scala normalizzata Ad esempio da 0 a 1, in cui il valore 0 corrisponde alla mancanza assoluta di soddisfazione, mentre, il valore 1, esprime la massima soddisfazione del decisore/stakeholder. Il processo si conclude con l'assegnazione, a cura del decisore, del "peso" da attribuire ad ogni criterio. Con tale operazione, il decisore esprime l'importanza del singolo obiettivo rispetto agli altri. Una volta definiti i pesi, è immediato il calcolo della prestazione complessiva di ogni singola alternativa effettuando la somma pesata delle sue prestazioni rispetto ai singoli obiettivi. L'assegnazione dei pesi, nel pieno rispetto delle preferenze del decisore, richiede un'interazione tra chi esegue l'analisi dal punto di vista tecnico e il decisore stesso, cosa non priva di difficoltà che può generare una dilatazione dei tempi del processo decisionale.

Lo strumento dell'analisi a molti criteri è stato utilizzato per valutare l'utilità della cessazione dell'attività estrattiva in una determinata concessione (mancato rinnovo di un titolo minerario), in analogia a quanto fatto nell'applicazione dell'analisi CBA. Si è valutato quindi il potenziale grado di soddisfazione da parte del decisore nel caso in cui non venga concessa alcuna ulteriore proroga alla data di scadenza di un titolo

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

minerario: nello specifico si è valutato la differenza tra lo scenario di baseline (coltivazione di idrocarburi fino all'esaurimento delle riserve) e lo scenario di decommissioning (coltivazione di idrocarburi fino alla data di scadenza della concessione).

L'obiettivo finale dell'applicazione dell'analisi a molti criteri è quello di stilare un ranking delle concessioni, limitatamente al caso studio della Basilicata, sulla base del valore di utilità in caso di chiusura dell'attività estrattiva

In particolare, per valutare e comparare gli impatti a scala di concessione, per ciascun criterio ritenuto pertinente per la valutazione con l'analisi MCA, è richiesta la selezione di indicatori per i quali deve essere prevista una valutazione di tipo quantitativo. Laddove tale valutazione non fosse possibile, per carenza di dati utili allo scopo, può essere condotta, in alternativa, in termini qualitativi.

I criteri individuati ai fini della valutazione con MCA afferiscono ad aspetti e impatti relativi ai seguenti ambiti:

- ambientale,
- sicurezza degli approvvigionamenti,
- socio-economico.

Nella Tabella 1, è mostrato il quadro di sintesi degli indicatori selezionati in relazione a ciascuno dei tre criteri prima menzionati da applicare, nell'ambito della MCA, per la valutazione complessiva degli stessi.

*Tabella 1: Quadro riassuntivo degli indicatori selezionati in relazione ai tre criteri definiti per l'applicazione dell'analisi MCA nella valutazione degli impatti del decommissioning delle concessioni on-shore.*

Criterio AMBIENTALE	Criterio SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI
Indicatore	Indicatore
Sotto-criterio: <b>Emissioni in atmosfera evitate</b>	<b>SA1</b> Fabbisogno idrocarburi
<b>A1</b> Emissioni di NMVOC (non-methane volatile organic compound)	<b>Criterio SOCIO-ECONOMICO</b>
<b>A2</b> Emissioni di gas serra	<b>Indicatore</b>
<b>A3</b> Emissioni di NO <sub>x</sub>	<b>E1</b> Impatto della mancata produzione sul Valore aggiunto
<b>A4</b> Emissioni di SO <sub>2</sub>	<b>E2</b> Impatto attività di decommissioning sul Valore aggiunto
<b>A5</b> Emissioni di particolato PM2.5	<b>E3</b> Unità di lavoro della mancata produzione
<b>A6</b> Emissioni di ammoniaca	<b>E4</b> Unità di lavoro delle attività di decommissioning
Sotto-criterio: <b>Ripristino dei servizi ecosistemici</b>	<b>E5</b> Dissenso
<b>A7</b> Totale del ripristino dei servizi ecosistemici	<b>E6</b> Impatto della mancata produzione sul gettito fiscale
Sotto-criterio: <b>Impatto visivo</b>	<b>E7</b> Impatto attività di decommissioning sul gettito fiscale
<b>A8</b> Impatto visivo	<b>E8</b> Impatto mancata produzione sul reddito delle famiglie
	<b>E9</b> Impatto attività di decommissioning sul reddito delle famiglie

La principale differenza tra i due strumenti di supporto alle decisioni proposti per valutare gli impatti generati a seguito del mancato rinnovo di una concessione consiste nel fatto che nell'analisi a molti criteri

MCA ogni indicatore viene stimato secondo la sua naturale unità di misura e successivamente, tramite il ricorso alle funzioni di utilità, viene reso adimensionale, mentre nell'analisi costi-benefici CBA si prendono in considerazione impatti aventi tutti la medesima unità di misura essendo quantificati in termini monetari. Inoltre nell'analisi MCA, a differenza dell'analisi costi-benefici, è possibile attribuire un peso caratteristico ad ogni singolo criterio ed indicatore; pertanto gli impatti sulla componente ambientale possono avere un'importanza maggiore o minore rispetto a quelli sul comparto economico in funzione della sensibilità del decisore politico.

## **VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI E PAESAGGISTICI DEL DECOMMISSIONING**

Nel contesto delle attività previste dall'accordo tra RSE e il Ministero dello Sviluppo Economico nell'ambito del PiTESAI è stato ritenuto opportuno includere la valutazione dell'impatto ambientale e territoriale che, potenzialmente, la dismissione delle aree onshore di coltivazione di idrocarburi può generare. In particolare, si sono valutati i benefici dei servizi eco-sistemici a seguito del ripristino ambientale dei luoghi interessati dall'attività estrattiva, la variazione del valore paesaggistico generata dalla dismissione delle centrali e delle aree pozzo e i quantitativi delle emissioni evitate di inquinanti in atmosfera.

Tale attività ha la finalità di valutare i benefici del ripristino ambientale dei siti di estrazione, utilizzando l'approccio dei servizi ecosistemici (riattivazione dei servizi ecosistemici danneggiati o soppressi dalle attività estrattive). Infatti, l'accordo tra RSE e il Ministero dello Sviluppo Economico ha fornito l'opportunità di sviluppare e applicare una metodologia di stima dei benefici monetari associati al recupero di servizi ecosistemici in aree estrattive oggetto di una potenziale dismissione, attualmente impiegate nelle attività di estrazione di petrolio e gas onshore.

In un'ottica di analisi costi-benefici per la collettività, oltre alle perdite economiche dovute all'eventuale dismissione anticipata di pozzi e centrali (mancata produzione) e ai benefici delle attività di dismissione degli impianti e di ripristino ambientale dei siti estrattivi, potrebbero essere considerati anche i benefici ambientali derivanti dalla cessazione dell'operatività degli impianti (esternalità evitate per le minori emissioni) e quelli generati dal recupero dei suoli e dal ripristino della funzionalità degli ecosistemi naturali rispetto alla situazione ex-ante (uso agricolo, boschivo, etc.).

La realizzazione dello studio è stata consentita dallo sviluppo nell'ultimo decennio delle metodologie di analisi dei servizi ecosistemici (forniti in maniera diversa a seconda delle tipologie di ecosistemi), sia sotto il profilo degli indicatori biochimici, che degli indicatori monetari dei relativi benefici. La disponibilità di valutazioni empiriche per l'Italia dei danni dovuti alla perdita di servizi ecosistemici nei processi di consumo di suolo (copertura artificiale dei suoli) sta permettendo ai ricercatori di considerare la possibilità di effettuare valutazioni semplificate e aggregate, utilizzando il metodo del benefit transfer (trasposizione di risultati di studi effettuati in un certo contesto a contesti analoghi, sulla base di valutazioni parametriche, per tener conto dei principali fattori influenti).

L'obiettivo metodologico è stato di sviluppare una metodologia di valutazione dei costi o dei benefici monetari netti derivanti da cambiamenti del tipo di uso del suolo (e, in particolare, dei benefici generati dal ripristino ambientale di suoli precedentemente "artificiali"), che sia fondata su valutazioni monetarie dei servizi ecosistemici delle diverse tipologie di uso del suolo (foreste e boschi, colture agricole, cespuglieti/arbusteti, corpi idrici, etc.) effettuate al livello nazionale, ovvero che tengano conto delle specificità degli ecosistemi che caratterizzano la nostra penisola. Il "precedente" di riferimento è la sezione del rapporto annuale di ISPRA sul consumo di suolo dedicata alla valutazione monetaria delle perdite di servizi ecosistemi dovute al consumo di suolo in Italia, la cui metodologia è stata sintetizzata da ISPRA in un apposito allegato del rapporto 2018. Questo riferimento è stato integrato dalla considerazione di ulteriori

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

recenti fonti su questo tema, importanti sia sotto il profilo metodologico che empirico: il Rapporto annuale sullo stato del Capitale naturale in Italia, che presenta applicazioni empiriche per il territorio nazionale su specifici servizi ecosistemici, e i rapporti sviluppati dal Joint Research Center – (JRC) della Commissione Europea nell’ambito del progetto KIP-INCA con risultati che riguardano l’intero territorio dell’Unione Europea.

## **ATTIVITA' DI STUDIO E RICERCA PER ANALISI MCA PER LA VERIFICA DELLE OPZIONI DI DISMISSIONE DELLE PIATTAFORME IN MARE**

Nell'ambito di uno studio promosso dall'ex MISE denominato "Safe and Sustainable decommissioning" la società R.S.E. S.p.A. ha verificato l'applicazione a due casi studio su due piattaforme tipo, rispettivamente per il caso di produzione di olio e gas, dell'analisi a molti criteri (Multi-Criteria Analysis, MCA) secondo il percorso metodologico proposto da Keeney & Raiffa (1976).

Lo studio quindi verifica l'adozione della MCA come strumento a supporto delle decisioni dell'Amministrazione competente per le possibili opzioni di dismissione delle piattaforme in mare.

La scelta degli "indicatori" e delle relative "funzioni di normalizzazione" si è basata sui seguenti tre principi:

- la necessità di rappresentare le diverse sfaccettature del problema in esame;
- la specificità della realtà del mare Mediterraneo;
- la reperibilità dei dati.

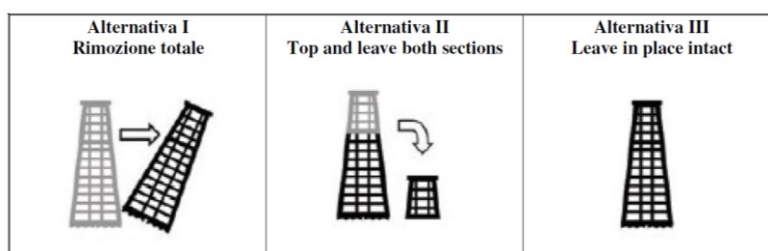
La MCA è stata sviluppata tenendo conto dei criteri ambientali, sociali, economici e tecnici.

Tali criteri con cui vengono valutate le performance del sistema possono essere espressi tramite degli indicatori che in pratica sintetizzano le performance rispetto ai singoli obiettivi.

Sono stati, quindi, proposti sia un set di "indicatori" che di opportune "funzioni di normalizzazione" (o meglio "funzioni di utilità") e definita la matrice di performance (che tiene conto dei diversi criteri). I criteri adottati devono essere, in una fase successiva e conclusiva, pesati dal Decisore in funzione degli obiettivi da perseguire per poter arrivare a una valutazione conclusiva.

L'analisi proposta ha valutato i seguenti casi (come rinvenuti attraverso la letteratura e la bibliografia esistente): rimozione totale (alternativa 1), rimozione parziale (alternativa 2), leave in place (alternativa 3).

La terza opzione consente il riutilizzo della struttura per attività differenti. Nel caso studio di RSE è stato esaminato un possibile riutilizzo come artificial reef.



In sostanza a seconda dei casi è possibile definire con un percorso matematico e trasparente la migliore opzione di dismissione in funzione dei criteri individuati e valutare attribuendo diversi pesi in funzione degli obiettivi nazionali la migliore opzione legata a un territorio o a una particolare area.

Lo scopo dell'analisi effettuata è stato quello di descrivere per la prima volta in via preliminare e rendere disponibile un approccio metodologico caratterizzato dai seguenti elementi:

- rappresentare le diverse problematiche in gioco,
- essere trasparente e ripercorribile.

La messa a disposizione di una lista di indicatori, accompagnata dai relativi metodi di quantificazione e dalle rispettive funzioni di utilità, permette a chi voglia fruire di questo metodo di disporre di un quadro



comprensibile e di semplice attuazione sulla cui base affrontare le problematiche connesse ai diversi progetti di Dismissione di piattaforme offshore.

### **ATTIVITÀ DI STUDIO E RICERCA SUL POSSIBILE RIUTILIZZO DELLE INFRASTRUTTURE MINERARIE AI FINI DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA**

In materia di possibile riutilizzo delle piattaforme dismesse dalle attività di upstream petrolifero, interessanti spunti informativi sono già disponibili grazie ad alcuni studi, quali ad esempio lo Studio per l'Ottimizzazione energetica degli impianti offshore realizzato su iniziativa della ex DGS-UNMIG del MiSE nell'ambito del progetto "Monitoraggio e innovazione tecnologica" e lo studio effettuato dalla Start-up SEALINE che ha portato all'ideazione di un hub di ricerca per la sperimentazione di un sistema integrato di produzione di energia basato sul riutilizzo di una piattaforma offshore in dismissione nel mar Adriatico.

#### **STUDIO PER L'OTTIMIZZAZIONE ENERGETICA DEGLI IMPIANTI OFFSHORE**

Nell'ambito delle collaborazioni con Università, Enti di Ricerca e Corpi dello Stato con l'obiettivo di un miglioramento costante della sicurezza delle operazioni in mare, già a partire dal 2014 la ex DGS-UNMIG dell'ex MiSE ha affidato alla società Ricerca sul Sistema Energetico R.S.E. S.p.A. il compito di studiare l'ottimizzazione energetica degli impianti offshore mediante l'abbinamento con le fonti energetiche rinnovabili.

L'attività di ricerca si è focalizzata sulla definizione del contesto e degli scenari di integrazione, sull'analisi preliminare degli impatti e dei benefici attesi e, partendo da appositi atlanti relativi alla disponibilità delle risorse rinnovabili (eolica, solare e marina), sono state valutate le disponibilità energetiche da FER per tutte le piattaforme presenti nell'offshore italiano.

I risultati ottenuti sono resi disponibili tramite un database GIS appositamente realizzato che, per ciascuna piattaforma, contiene le informazioni anagrafiche, tecniche, geografiche, ambientali e la potenzialità delle FER offshore. Questi risultati sono riassunti in forma schematica e possono essere utili per identificare le possibili combinazioni impiantistiche e, se integrati ad esempio con le dimensioni di ciascuna piattaforma, il suo orientamento, i carichi elettrici e la profondità del fondale marino, possono contribuire a definire il mix energetico ottimale.

La maggior parte delle piattaforme presenti nell'offshore italiano sono concentrate nella parte settentrionale del Mar Adriatico lungo le coste delle regioni Emilia-Romagna e Marche.

Tenendo presente il limite delle 12 miglia nautiche dalle aree marine protette e costiere (D.lgs. 83/2012), circa il 70% delle piattaforme predette rientrano in tale limite, mentre il restante 30% è posizionato ad una distanza dalla costa compresa tra un minimo di 23 km a un massimo di 64 km. Per quanto riguarda la profondità dei fondali, le piattaforme sono installate ad una profondità variabile tra un minimo di 9 m e un massimo di 850 m (impianti galleggianti).

Al fine di indagare la possibile ottimizzazione energetica delle piattaforme mediante l'uso di fonti energetiche rinnovabili (FER), è stata analizzata la disponibilità/entità di tali fonti nell'area offshore situata a ridosso delle coste italiane ove sono presenti le piattaforme. Le fonti energetiche prese in considerazione riguardano rispettivamente:

a) la risorsa eolica,

- b) la risorsa solare,
- c) quella marina (moto ondoso e da correnti).

Le analisi svolte si basano su informazioni contenute per ciascuna fonte, in atlanti appositamente realizzati.

In particolare, le informazioni che riguardano **la distribuzione della risorsa eolica nell'area** marina antistante le coste italiane, sono state reperite dall'Atlante Eolico dell'Italia realizzato da RSE<sup>4</sup>. L'atlante contiene l'informazione della velocità media annua del vento e della producibilità specifica lorda per quattro diverse altezze s.l.m. e precisamente: 25, 50, 75 e 100 m. Tali dati sono disponibili, con risoluzione di circa 1 km<sup>2</sup> per la fascia marina ampia 40 km che lambisce le coste nazionali.

Per quanto riguarda la **risorsa solare**, le informazioni relative alla disponibilità di radiazione solare globale annua incidente sul piano orizzontale o sul piano di inclinazione ottimale sono state reperite da PVGIS-JRC<sup>5</sup>.

Lungo le coste italiane la **risorsa marina (moto ondoso e correnti)** per la produzione di energia elettrica, essendo il Mediterraneo un bacino quasi completamente chiuso e relativamente piccolo, si presenta meno favorevole e meno estrema rispetto a quella che caratterizza gli oceani. Il potenziale della produzione di energia dalle maree e dal gradiente di temperatura, fortemente dipendenti dalla latitudine, risultano praticamente trascurabili, mentre i potenziali da onde e correnti marine sono dipendenti dalla morfologia dei fondali e dalle caratteristiche delle aree marine e presentano una variabilità spaziale molto spinta, sono cioè fortemente dipendenti dalle condizioni di sito.

Le mappe del potenziale energetico da onde e da correnti marine sono state elaborate dal WebGIS TRITONE di RSE<sup>6</sup>. Per quanto riguarda il moto ondoso il dato disponibile riguarda la fascia offshore estesa fino a 20 km di distanza dalla costa. Poiché molte piattaforme dedicate all'estrazione giacciono oltre questo limite, è stato ritenuto ragionevole, date anche le caratteristiche del moto ondoso del Mare Mediterraneo, ampliare il buffer di distanza dalla costa fino a 70 km mantenendo inalterati i valori del moto ondoso.

Nel dettaglio, le mappe per le diverse FER che sono state prese in considerazione si riferiscono a:

- mappe di velocità media annua del vento (m/s) a 25, 50, 75, 100 m s.l.m. - fonte Atlante Eolico RSE. La mappa relativa alla quota di 100 m s.l.m. riportata in Figura 1, Figura 2 rappresenta, a titolo esemplificativo, una delle quattro mappe disponibili per le diverse altezze di riferimento;
- mappe di producibilità specifica eolica (MWh/MW) a 25, 50, 75, 100 m s.l.m. - fonte Atlante Eolico RSE. In Figura 1, Figura 3 è riportata, a titolo esemplificativo, la mappa relativa alla quota di 100 m s.l.m.;
- mappe della radiazione solare incidente, espresse in kWh/m<sup>2</sup>, relative al piano orizzontale e al piano di inclinazione ottimale, e mappa indicativa dell'angolo di inclinazione ottimale espresso in gradi - fonte PVGIS - JRC. In Figura 1, Figura 4 è riportata la mappa relativa alla radiazione incidente sul piano inclinato;
- mappa della potenza media annua disponibile da moto ondoso (kW/anno/m lineare di fronte d'onda intercettato) - fonte WebGIS TRITONE RSE. Il dato rappresentato nella mappa è un valore medio calcolato relativo ad un'area marina avente estensione di circa 50 km<sup>2</sup> e calcolato per diversi livelli di profondità dal pelo libero dell'acqua. In Figura 1, Figura 5 è mostrata la mappa dell'energia da moto ondoso relativa a una distanza dalla costa fino a 70 km;

---

<sup>4</sup> <http://atlanteolico.rse-web.it/>

<sup>5</sup> <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/download/download.htm>

<sup>6</sup> <http://map.rse-web.it/tritone/map.phtml>

---

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

- mappa del flusso specifico di potenza media annua delle correnti che interessano le coste italiane a scala sinottica ( $W/m^2$ ) fonte WebGIS TRITONE RSE. Il dato rappresentato nella mappa è un valore medio calcolato relativo ad un'area marina avente estensione di circa  $50 km^2$  e calcolato per diversi livelli di profondità dal pelo libero dell'acqua. Questa mappa consente di fornire una indicazione di larga massima sulle regioni costiere italiane per le quali potrebbe risultare conveniente installare dispositivi in grado di produrre energia dalle correnti, previa approfondimenti con opportune analisi fluidodinamiche a meso-scala e micro-scala. La mappa è riportata in Figura 1, Figura 6.

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

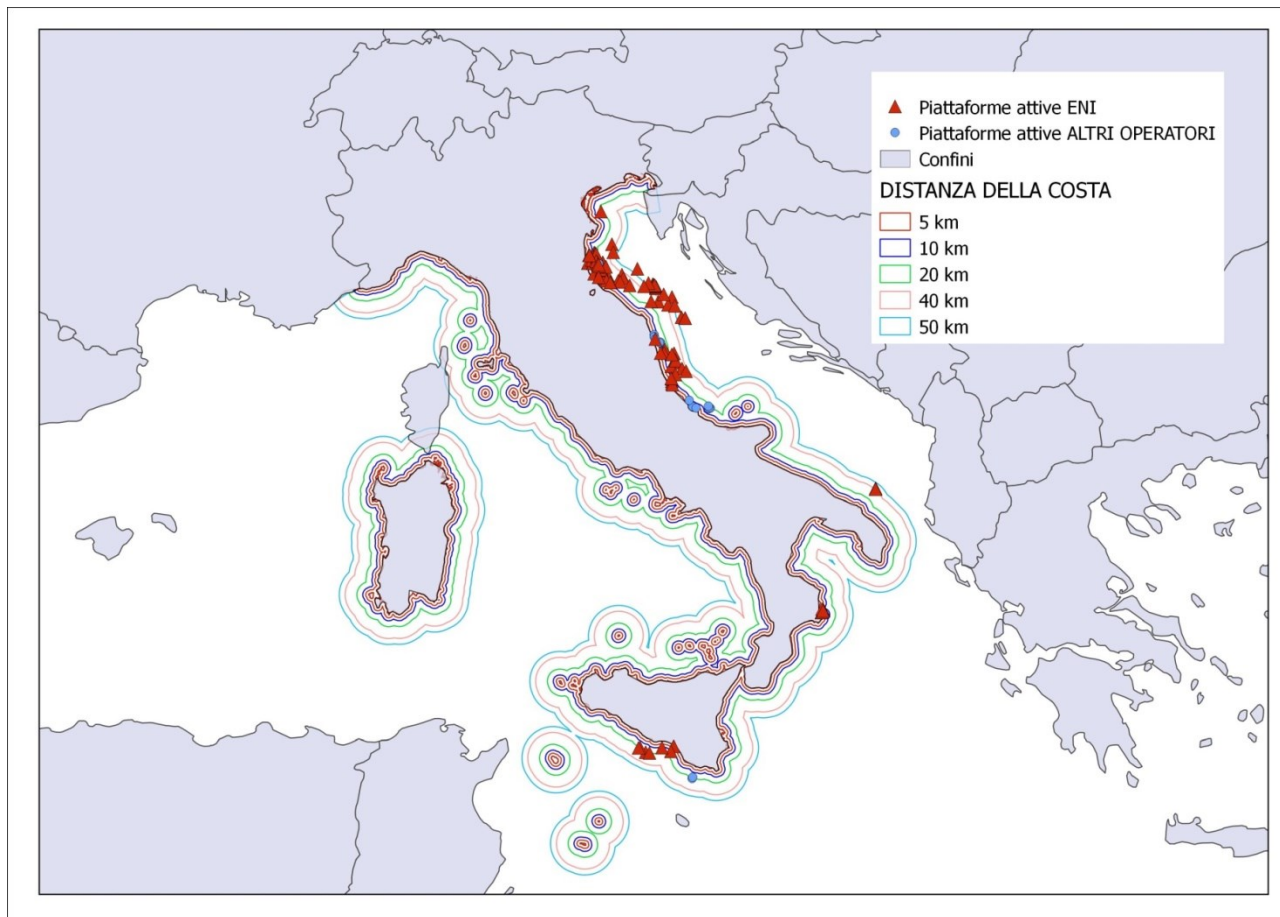


Figura 1: Ubicazione delle piattaforme e fasce di distanza dalla costa. Le piattaforme sono rappresentate con simboli e colori differenti in funzione all'operatore.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

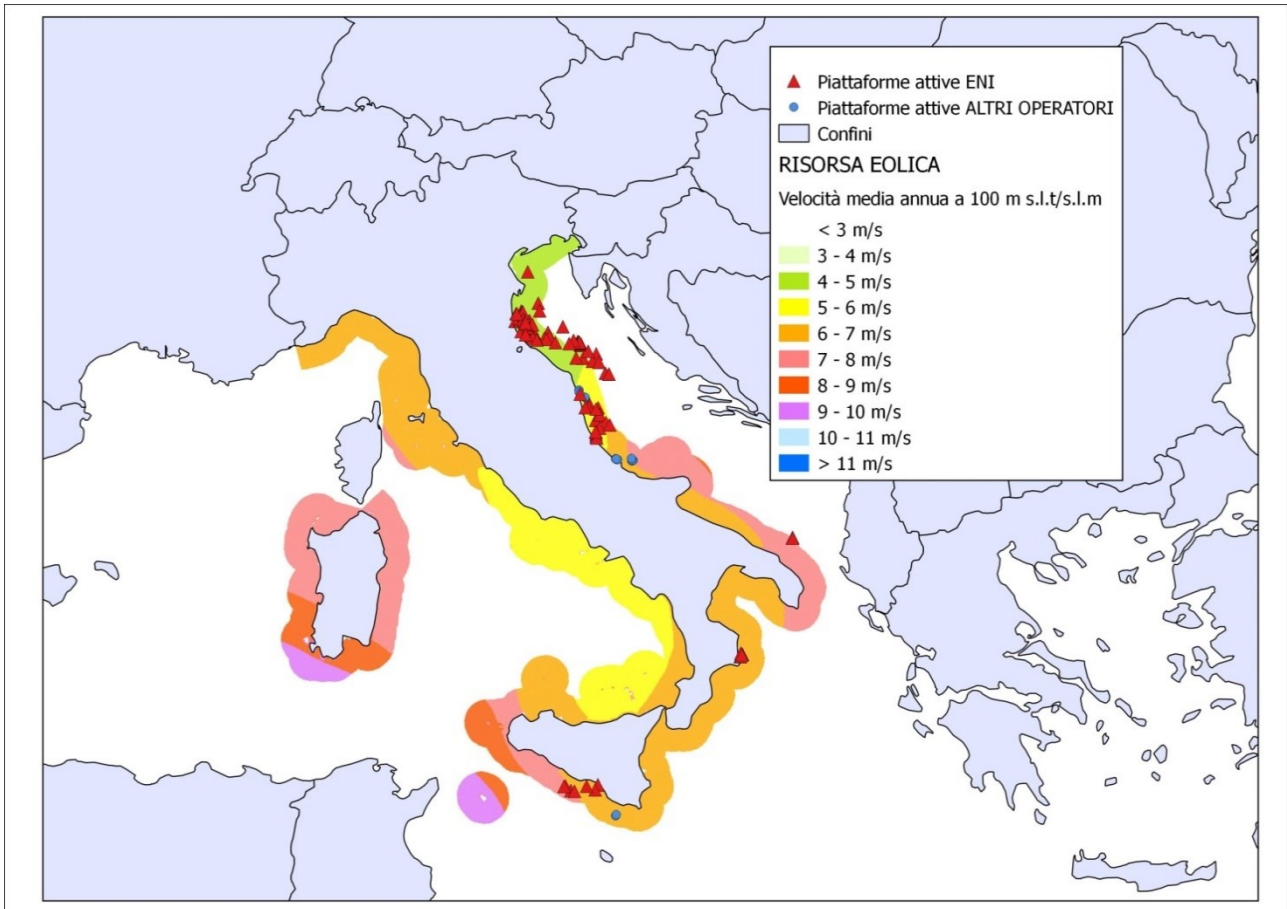


Figura 2: Mappa della velocità media annua (m/s) a 100 m s.l.m.

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

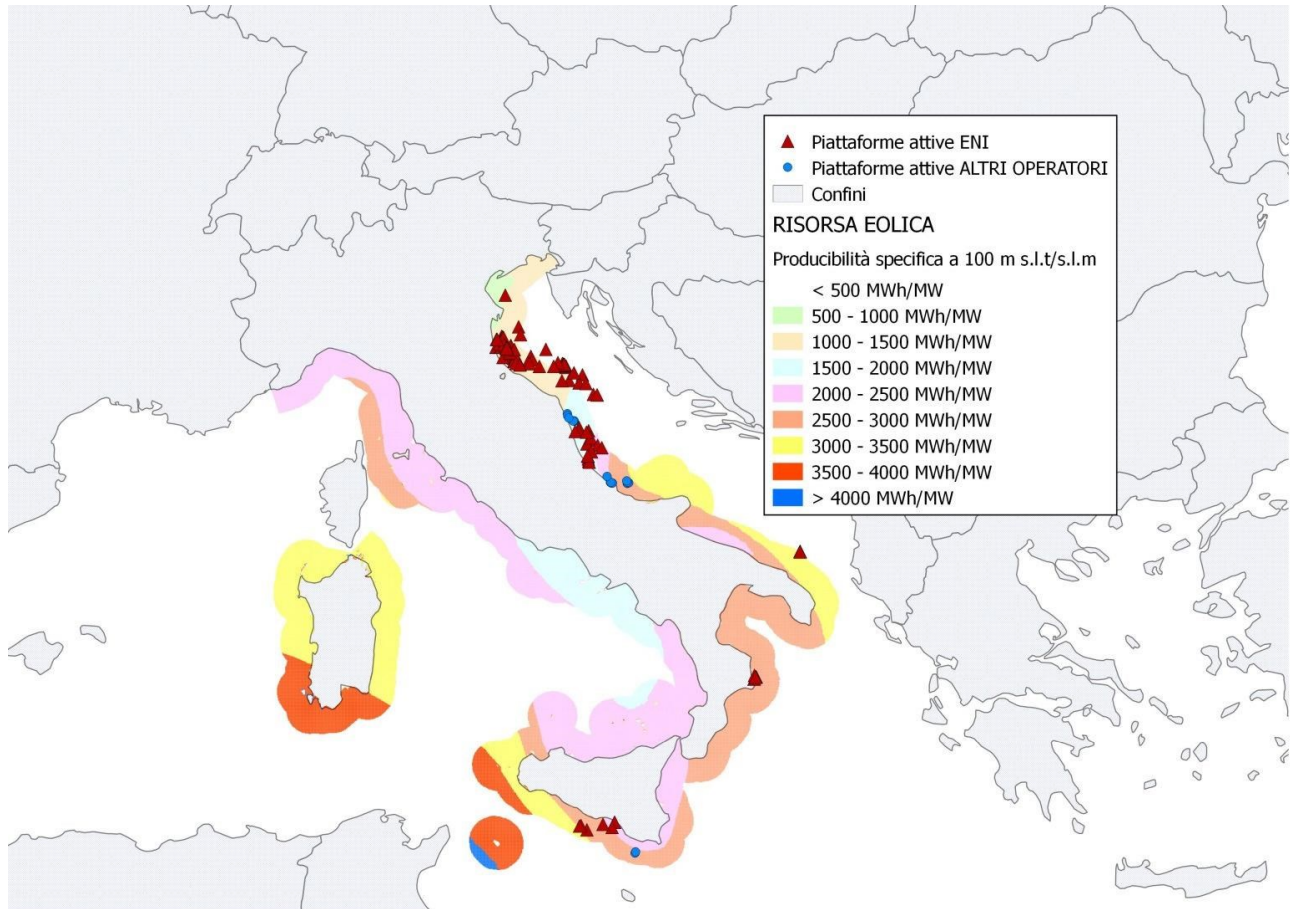


Figura 3: Mappa della produttività specifica annua (MWh/MW) a 100 m s.l.m.

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

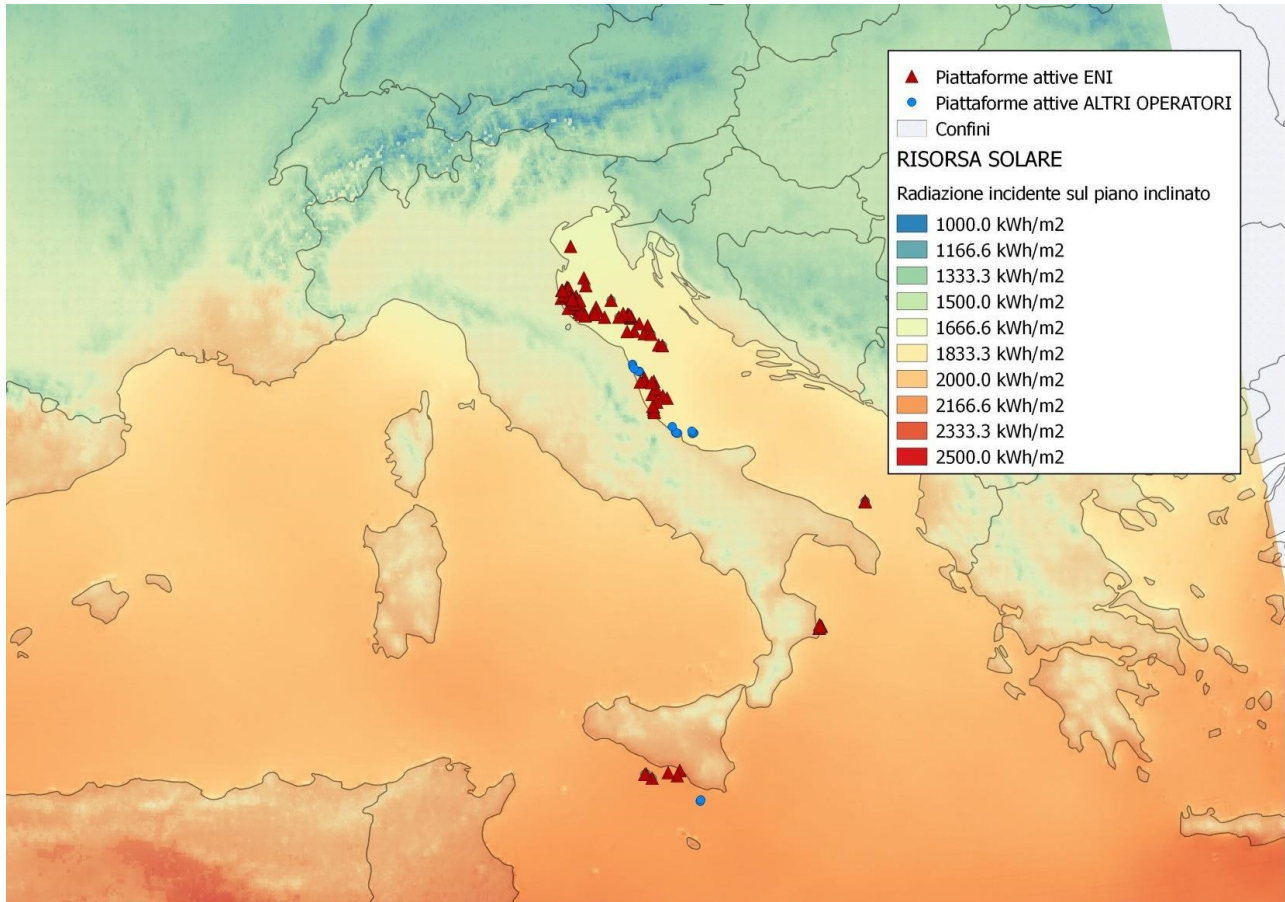


Figura 4: Mappa della radiazione solare incidente sul piano inclinato (fonte PVGIS).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

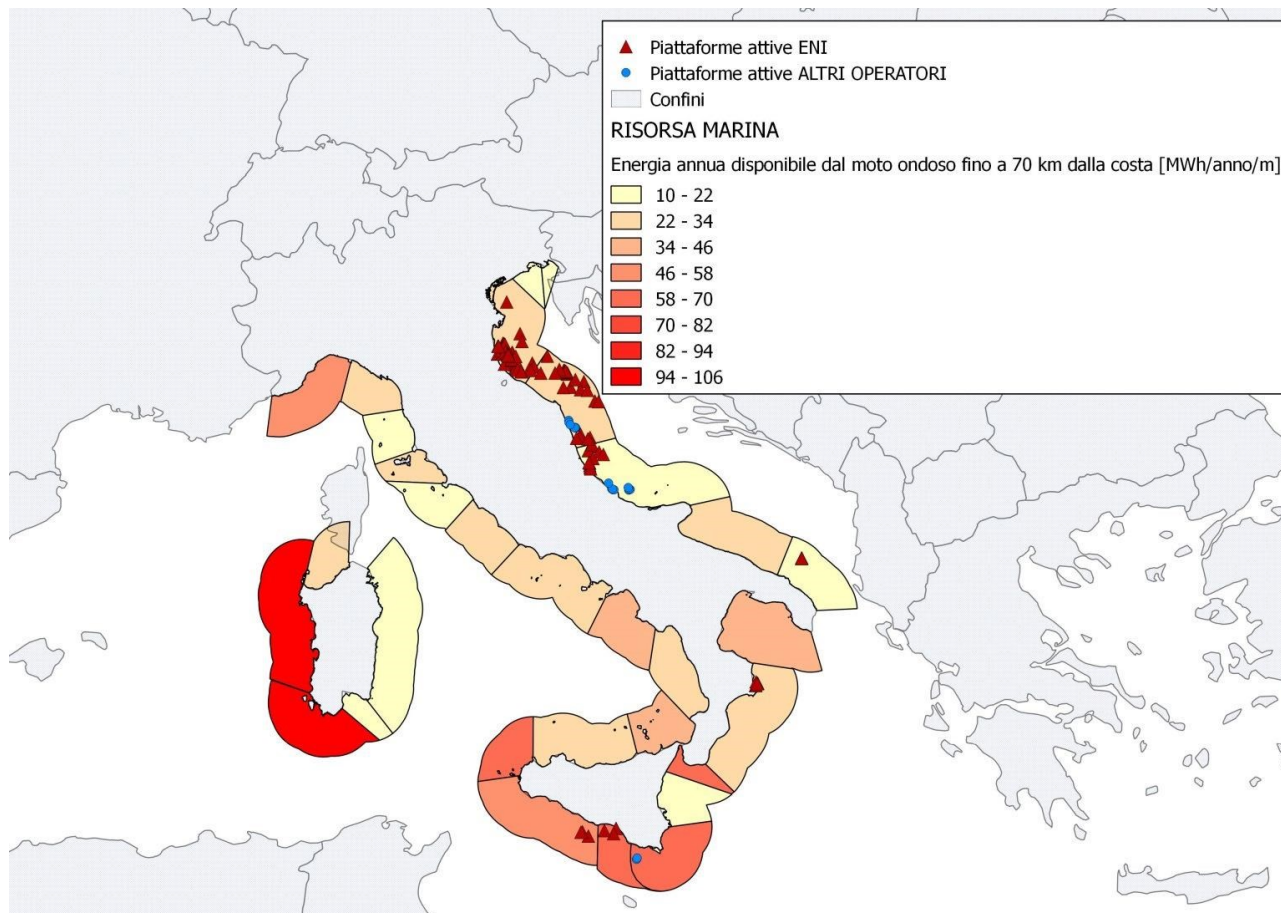


Figura 5: Mappa dell'energia disponibile dal moto ondoso relativa ad un buffer di 70 km di distanza dalla costa (fonte WebGis TRITONE - RSE).



## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

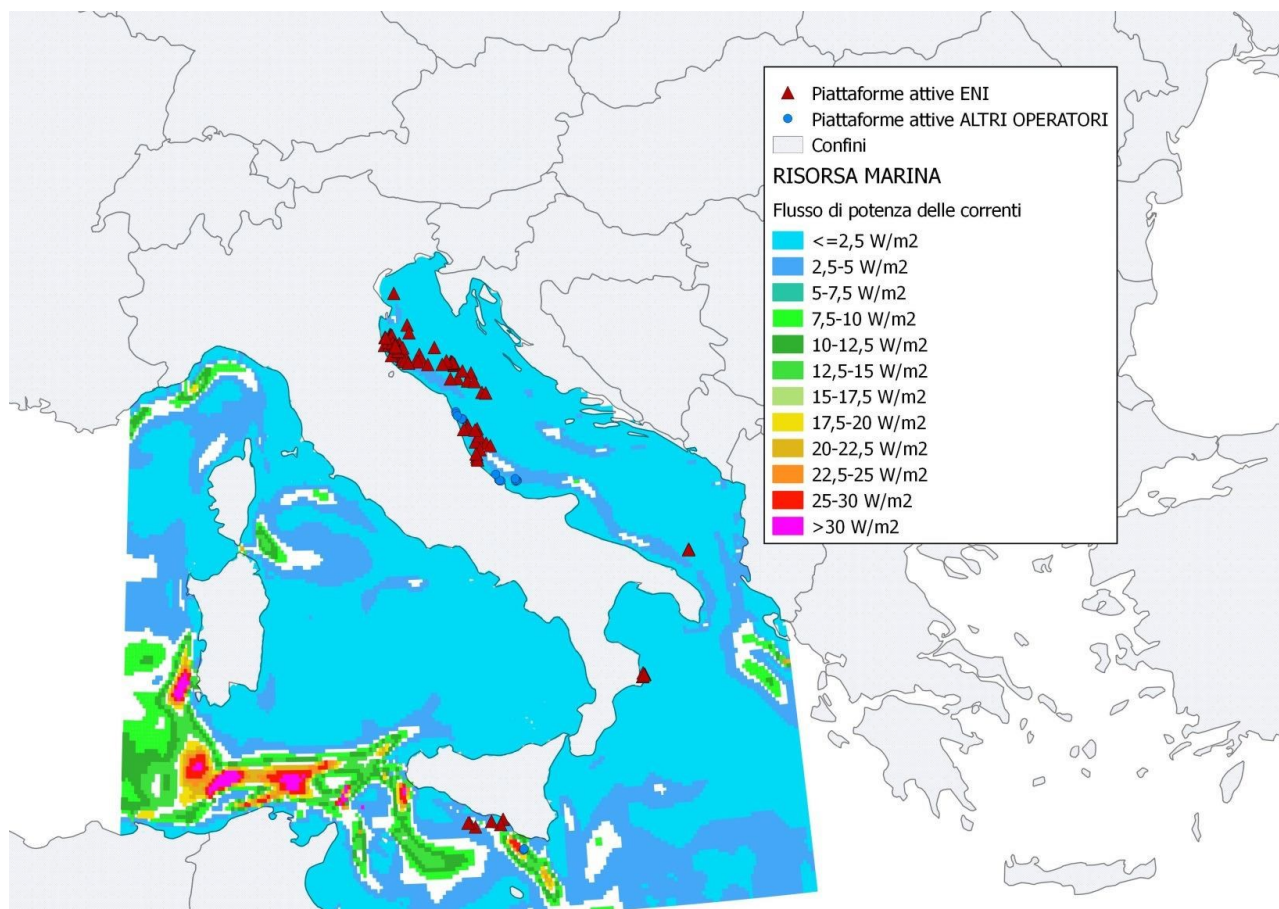


Figura 6: Mappa relativa al flusso specifico di potenza media annua delle correnti (fonte WebGIS TRITONE RSE).

Il database GIS è stato realizzato utilizzando il software open source Quantum GIS versione 2.14.1, al fine di raccogliere, per quanto possibile, tutte le informazioni caratterizzanti le piattaforme estrattive Oil&Gas e l'entità delle fonti rinnovabili offshore relative all'eolico, al fotovoltaico e all'energia da moti marini ovvero moto ondoso e da correnti.

Per ciascuna piattaforma attiva, tramite il database GIS è stato possibile estrarre, in corrispondenza del punto indicativo della posizione geografica della piattaforma, i dati relativi alle risorse rinnovabili considerate. Successivamente, per ciascuna piattaforma, l'entità delle quattro tipologie di fonti rinnovabili considerate, unitamente ai dati caratterizzanti le piattaforme e il rispettivo ambiente operativo, sono stati organizzati in una scheda riassuntiva. Tali schede sono state arricchite con il collegamento al sito web della ex DGS-UNMIG del MiSE, grazie al quale è possibile accedere ai dati di dettaglio riguardanti le caratteristiche tecniche, geografiche e amministrative delle singole piattaforme.

Inoltre, nell'ottica di sviluppare futuri scenari di ottimizzazione energetica delle piattaforme estrattive su scale temporali diverse, sono presenti anche le mappe relative alla risorsa eolica e alla risorsa solare rappresentate nei seguenti layer:

- Risorsa eolica: mappa contenente i valori di velocità media annua del vento (m/s) a 25, 50, 75, 100 m s.l.m. e di producibilità specifica eolica (MWh/MW) a 25, 50, 75, 100 m s.l.m. – fonte Atlante Eolico RSE.
- Risorsa solare: per la quale sono disponibili le seguenti tre mappe - fonte PVGIS – JRC: - mappa della radiazione solare incidente relativa al piano orizzontale, espressa in kWh/m<sup>2</sup>; - mappa della radiazione

solare incidente relativa al piano di inclinazione ottimale, espressa in kWh/m<sup>2</sup>; - mappa indicativa dell'angolo di inclinazione ottimale espresso in gradi.

Tra le informazioni importanti di carattere generale che si ritiene debbano essere considerate nella costruzione di un sistema GIS per un similare progetto dedicato, sono da ricomprendere oltre alle informazioni di carattere amministrativo, anche:

- le fasce di distanza dalla costa che rappresentano un dato utile per poter stimare sia i costi di un eventuale collegamento elettrico a terra e i costi di installazione e manutenzione dei dispositivi, sia l'impatto visivo in relazione soprattutto ai parchi eolici;
- le fasce di profondità del fondale utili per poter, in prima istanza, formulare ipotesi riguardo alla tipologia della fondazione idonea per le diverse fasce di profondità, e in particolare:
  - 0 - 30 m: fondazioni fisse di tipo monopalo e/o a gravità;
  - 30 - 50 m: fondazioni fisse di tipo jacket o tripode;
  - 50 - 200 m: piattaforme galleggianti.

Si riportano di seguito alcune indicazioni utili per la stima della possibile produzione energetica conseguibile. Infatti, in base al contenuto informativo delle schede realizzate sarebbe possibile, in linea di principio, procedere alla redazione di una graduatoria dei siti offshore impegnati dalle piattaforme che sulla carta si presentano potenzialmente più promettenti in quanto a produzione di energia elettrica da FER.

Nel caso in esame, l'integrazione delle FER (con riferimento ai settori dell'eolico e del fotovoltaico) non risponde solamente a criteri di realizzazione di impianti con ritorno economico in un periodo tipico di 5-7 anni. E' possibile accettare interventi FER con tempi di ritorno dell'investimento maggiori poiché vi è un valore aggiunto correlato ad un "ritorno di immagine", legato all'aumento della sostenibilità sia della produzione di energia sia dell'attività estrattiva, con un effetto atteso anche sulla miglior accettabilità degli impianti.

Un ulteriore aspetto da evidenziare per inquadrare al meglio i siti dal punto di vista della produzione di energia da FER riguarda i valori di efficienza delle diverse tipologie di impianti di conversione che devono essere considerati per tradurre adeguatamente il dato di risorsa disponibile in una stima energetica, per quanto possibile, attendibile. A tale riguardo nel seguito sono riportati alcuni aspetti da tenere in considerazione per il calcolo della produzione netta di energia elettrica attesa per ciascuna tipologia di FER disponibile nei siti delle piattaforme.

**Risorsa eolica** - Il dato di producibilità specifica estratto dalle mappe dell'Atlante Eolico RSE, è rappresentativo della produzione lorda mediamente conseguibile su base annua per unità di potenza (nel caso specifico MW) della capacità eolica che si intende installare. Il dato è stato determinato considerando le prestazioni medie di un pacchetto di modelli commerciali di aerogeneratori disponibili sul mercato nei primi anni del 2000, ipotizzando la totale disponibilità al funzionamento su base annua della potenza eolica e l'assenza di effetti penalizzanti sulla produzione che normalmente ricorrono nel funzionamento di questa tipologia di impianti. Partendo da tale dato per ottenere una stima più realistica della produzione netta di energia elettrica attesa per unità di potenza eolica installata occorre introdurre alcuni parametri. In generale per un impianto eolico onshore i parametri di cui tener conto per pervenire ad una stima di massima dell'efficienza complessiva utile alla valutazione della produzione netta attesa sono i seguenti:

- kdis: indice di disponibilità annua dell'impianto eolico (0.97);

---

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

- kaer: indice di efficienza aerodinamica<sup>7</sup> (0.95);
- kper: rendimento elettrico dell'impianto <sup>8</sup>(0.97);
- kpot: indice di garanzia della curva di potenza<sup>9</sup> (0.97);
- kret: indice di disponibilità media annua della rete elettrica a cui l'impianto cede la produzione (0.995).

È bene specificare che i valori indicati tra parentesi per i parametri sopra elencati sono maggiormente rappresentativi della situazione di parchi eolici onshore. Nel caso di impianti off-shore alcuni di essi potrebbero risultare di valore inferiore. Per esempio per quanto riguarda il valore relativo al parametro kdis, è probabile che, in considerazione delle condizioni più sfavorevoli in cui le turbine eoliche sono chiamate ad operare, risultano maggiormente probabili eventi che possono incidere negativamente sulla disponibilità delle macchine. Ad esempio, il raggiungimento del sito delle macchine per l'esecuzione di interventi manutentivi (straordinari e/o ordinari), nel caso di impianto off-shore, risulta essere fortemente influenzato dalle condizioni del mare. In altri termini a causa di ciò gli interventi manutentivi tesi a ripristinare il regolare funzionamento delle macchine, e quindi la disponibilità al funzionamento, potrebbero essere ritardati.

**Risorsa solare** - Per quanto riguarda la risorsa solare, al fine di pervenire ad una stima attendibile della produzione netta attesa su base annua, il dato di radiazione solare incidente media annua (espressa in kWh per m<sup>2</sup> di superficie attiva installata) è stato moltiplicato per il valore di efficienza complessiva che mediamente caratterizza su base annua la tipologia di impianti fotovoltaici piani. Tale valore può essere assunto pari a 0,153. Questo valore discende dai seguenti due fattori:

- rendimento medio degli impianti fotovoltaici in silicio policristallino (~15%) e monocristallino (~20%) disponibili sul mercato;
- Performance Ratio (ossia il rendimento di impianto che tiene conto di perdite elettriche, perdite per la temperatura di funzionamento dei moduli, eventuali ombreggiamenti, ecc.) considerato pari a 85%.

In pratica, per il campo fotovoltaico si è considerato un rendimento intermedio tra i valori indicati per i campi fotovoltaici che ricorrono più frequentemente nelle realizzazioni (campi con moduli in mono e poli cristallino rispettivamente) e moltiplicando tale valore per il parametro Performance Ratio sopra indicato.

**Risorsa marina** - Il dato relativo al moto ondoso estratto dalle mappe fornisce l'informazione circa la potenza annuale media disponibile estraibile dal moto ondoso in un dato sito per metro lineare di fronte d'onda intercettato. Per avere una stima circa la produzione attesa dal moto ondoso, il dato estratto può essere calcolato considerando l'efficienza media di conversione dei dispositivi presenti sul mercato (10-15%) e tenendo conto della percentuale annua delle ore di funzionamento del dispositivo alla sua potenza di targa ("Capacity Factor").

---

<sup>7</sup> Tale efficienza tiene conto delle perdite attribuibili all'interferenza aerodinamica che si esercita tra macchine di uno stesso impianto e, in qualche caso, anche di impianti vicini (il valore indicato per questo parametro è rappresentativo della situazione di perdite per interferenza aerodinamica del 5%, valore mediamente ricorrente in situazioni di parchi eolici onshore).

<sup>8</sup> Parametro che tiene conto delle perdite elettriche correlate allo sviluppo dell'impianto elettrico realizzato per il collegamento tra le macchine dell'impianto e per il collegamento dell'impianto alla rete elettrica esterna.

<sup>9</sup> Parametro indicativo delle prestazioni garantite per il modello di aerogeneratore nel sito in cui andrà ad operare (si tratta di un parametro definito in sede di contratto di acquisto delle macchine). In altri termini è indicativo della percentuale di garanzia della "curva di potenza" certificata / teorica.

Per quanto riguarda invece l'energia dalle correnti, il dato estratto dalle mappe è indicativo del flusso specifico di potenza. Anche in questo caso per calcolare la produzione energetica attesa occorre avere le informazioni riguardo l'area spazzata dal rotore del modello di turbina impiegato e il relativo rendimento. Tra i fattori che influiscono sulla scelta del dispositivo più adatto, vi è la velocità di cut-in, vale a dire la velocità alla quale il dispositivo comincia a produrre energia elettrica. A tale riguardo occorre osservare che le correnti nel Mar Mediterraneo hanno velocità relativamente basse e necessitano quindi di dispositivi con velocità di cut-in intorno a 0,8 m/s per iniziare a produrre energia elettrica.

### **BLUEMED - SEALINES MEDITERRANEAN SAFETY NETWORK ED ALTRI ELEMENTI D'INTERESSE SUL TEMA DEL RIUSO DI UNA PIATTAFORMA PETROLIFERA A FINE VITA MINERARIA**

Dal 2 luglio 2020 è disponibile sul sito web della ex DGS-UNMIG lo studio effettuato dalla Start-up SEALINE che ha portato all'ideazione di un hub di ricerca per la sperimentazione di un sistema integrato di produzione di energia basato sul riutilizzo di una piattaforma offshore in dismissione nel mar Adriatico.

La start-up, nata in seno a Bluemed e coordinata dal Ministero dello Sviluppo Economico in collaborazione con Rosetti Marino Group, ha potuto contare sul contributo di un network internazionale di policy makers e di esperti di eccellenza di diversi Paesi del Mediterraneo quali Grecia, Croazia, Egitto, Tunisia, Cipro e UK.

In particolare, il lavoro ha impostato lo studio di fattibilità tecnico economica della riconversione della piattaforma AZALEA A, in dismissione nel Mar Adriatico, in un laboratorio di ricerca con lo scopo di testare l'integrazione di sistemi di produzione di energia da fonti rinnovabili, la conversione in idrogeno e lo stoccaggio nelle sealines connesse alla piattaforma.

Lo studio è stato presentato in un webinar lo scorso 17 giugno 2020 ed è ora disponibile al link: [http://www.bluemed-initiative.eu/wp-content/uploads/2020/06/SEALINES-FEASIBILITY-STUDY\\_ultima-rev..pdf](http://www.bluemed-initiative.eu/wp-content/uploads/2020/06/SEALINES-FEASIBILITY-STUDY_ultima-rev..pdf)

Sono inoltre disponibili sul sito web della ex-DGSUNMIG (<https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/dismissione-mineraria-delle-piattaforme-marine>) altre informazioni di interesse sull'argomento del riuso di una piattaforma dismessa dalle attività di upstream petrolifero:

- ***Futuro delle piattaforme: Decommissioning e Blue Economy***

Seminario a OMC Offshore Mediterranean Conference & Exhibition 2019 - Ravenna 29 marzo 2019

- ***Il multi-uso delle infrastrutture offshore***

Conferenza finale del progetto europeo MUSES - Multi-uso nei mari europei (H2020) - Bruxelles 10 ottobre 2018. Ai lavori del progetto europeo MUSES coordinato dall'agenzia Marine Scotland (Gran Bretagna) che vede il coinvolgimento di molto 12 partner, tra cui il CNR-Istituto di Scienze Marine ha partecipato attivamente anche la DGS-UNMIG per cogliere spunti e condividere esperienze italiane sul tema prospettico del multi-uso delle piattaforme offshore.

Il progetto MUSES ha prodotto una concettualizzazione del "multi-uso" sostenibile in ambiente marino, quindi nel rispetto degli ecosistemi, della società (sicurezza sul lavoro, opportunità di crescita o diversificazione dei posti di lavoro, etc.) ed efficienza economica. Inoltre, interessanti sono le analisi comparate tra i vari bacini marini europei: Mare del Nord, Baltico, Mediterraneo e Mar Nero; l'Ocean Multi-Use Action Plan (Piano d'azione per il multi-uso degli oceani preparato dal progetto); e gli

approfondimenti sulle applicazioni integrate per la produzione di energia da fonti rinnovabili, acquacoltura e per lo sviluppo di prodotti turistici.

Una base scientifica e metodologica utile a supporto delle amministrazioni pubbliche e organizzazioni private coinvolte nei lavori della Pianificazione degli spazi marittimi (Direttiva 2014/89/EU recepita con il Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201 e con il Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° dicembre 2017 di approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo.) e nei processi di dismissioni delle infrastrutture offshore.

- ***Decommissioning of Offshore Oil&Gas Installations: opportunities for Blue Growth***

Evento organizzato da Alma Mater Studiorum Università di Bologna - Ravenna 2 luglio 2018

- ***Il futuro delle piattaforme***

Forum Ministero dello sviluppo economico - Roma 26 ottobre 2017

- ***The Multi-Use in European Seas e European Maritime Day***

Conferenza annuale dedicata ai temi del mare organizzata dalla Commissione europea - Poole (UK) 19 maggio 2017

- ***The Future of the Platforms and Blue Economy: Decommissioning, Multipurpose or Other Uses?***

Convegno DGS-UNMIG presso OMC Offshore Mediterranean Conference & Exhibition 2017 - Ravenna 23 marzo 2017