

PIANO PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA SOSTENIBILE DELLE AREE IDONEE

redatto ai sensi dell'art. 11-ter della Legge 11 febbraio 2019, n. 12
previa VAS e d'intesa, per la terraferma, con la Conferenza Unificata

DICEMBRE 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	14
1.1.4. Coerenza del Piano con l'applicazione della Pianificazione dello Spazio Marittimo – MSP.....	23
1.2. Il Piano: genesi e indirizzi preliminari.....	25
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	25
1.2.2. Finalità, obiettivi e orizzonte temporale del PiTESAI.....	31
1.3. Linee strategiche e principi del Piano	34
1.3.1. Individuazione/definizione dei criteri ambientali e socio-economici.....	36
1.3.2. Ulteriori criteri ambientali e socio-economici.....	78
2. ELEMENTI CONOSCITIVI A SUPPORTO DELLE SCELTE.....	83
2.1. Le attività di prospezione, ricerca, coltivazione di idrocarburi e dismissione delle infrastrutture minerarie: caratteristiche e modalità operative	83
2.1.1. Attività di studio e di esplorazione	86
2.1.2. La ricerca: perforazione del pozzo esplorativo.....	92
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.....	94
2.1.4. La gestione degli impianti.....	112
2.1.5. La dismissione delle infrastrutture minerarie	125
2.1.6. Il possibile riutilizzo delle infrastrutture minerarie	132
2.2. Stato attuale delle attività e inquadramento territoriale	136
2.2.1. La cartografia mineraria e i dati di monitoraggio relativi alle istanze e titoli minerari	136
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.	148
2.2.3. Il quadro degli impianti a terra e a mare	152
2.2.4. Elenco delle piattaforme e infrastrutture da dismettere minerariamente	164
2.2.5. Le produzioni di idrocarburi in terraferma ed in mare - La produttività.....	167

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	176
3.1. Ambito territoriale di riferimento del PiTESAI e determinazione delle 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')	177
3.1.1. Aree di potenziale interesse minerario (criterio geologico).....	178
3.1.2. Approccio geominerario-amministrativo	182
3.2. Determinazione delle aree potenzialmente idonee per la presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca.....	189
3.3. 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	191
3.4. Conclusioni	195
4. DISMISSIONE E RIMESSA IN PRISTINO DEI LUOGHI DA PARTE DELLE RELATIVE INSTALLAZIONI CHE ABBIANO CESSATO LA LORO ATTIVITÀ: TEMPI E MODI	198

ALLEGATO 1: SCHEMA RIASSUNTIVO DELLE DETERMINAZIONI DI CUI AL CAPITOLO 3.2 DEL PIANO.

ALLEGATO 2 : ACQUISIZIONE STRATI INFORMATIVI / DATI REGIONALI E MINISTERIALI PER LE CATEGORIE
AMBIENTALI DEL PITESAI PER L'IMPLEMENTAZIONE NEL SINACLOUD GESTITO DA ISPRA.

ALLEGATO 3 : PERMESSI DI RICERCA DI IDROCARBURI VIGENTI AL 30-09-2021 - CONCESSIONI DI
COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI VIGENTI AL 30-09-2021

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](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 e 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, avente ad oggetto, appunto, la ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi e 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, ai fini dell’interesse pubblico, alla scoperta di un bene dello Stato (il giacimento), alla sua coltivazione e alla vendita sul mercato

dei prodotti (petrolio, gas, etc.) ricavabili dalla sua utilizzazione. Detta utilizzazione deve avvenire (tramite lo strumento della concessione) nel rispetto di specifici obblighi da parte del privato nei confronti dello Stato, consistenti essenzialmente nel buon governo del giacimento e nel rispetto delle norme di sicurezza e ambientali, nonché nel pagamento di un corrispettivo sotto forma di royalties e canoni.

In particolare, le attività finalizzate alla ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi possono essere eseguite solo 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 allo scopritore 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 (effettuare rilievi geofisici, perforare pozzi, installare infrastrutture); dette attività sono infatti soggette a successive 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 (ora Ministero della Transizione Ecologica), che viene effettuata ai sensi del decreto legislativo n. 152/2006. Si tratta di un istituto amministrativo ormai scarsamente utilizzato dagli operatori, in quanto relativo alle prime indagini di area vasta su un territorio dove esistono poche informazioni, e quindi ormai poco utile in Italia, data la grande massa di informazioni geominerarie ormai accumulate nel tempo.

Il **PERMESSO DI RICERCA** è un titolo minerario esclusivo, che può essere richiesto su aree con un’estensione massima di 750 km². 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 dalle norme. 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, anche di tipo ambientale, di uno o più pozzi esplorativi, ma nessuna attività di coltivazione, per la quale, in caso di pozzo esplorativo che dia esito positivo, e che quindi individui un nuovo giacimento di idrocarburi, è necessario per l'operatore ottenere, a valle di un procedimento di VIA, 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 sia 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 coinvolte, quali Amministrazioni interessate, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti (ora Ministero delle Infrastrutture e della mobilità sostenibile) 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, è necessaria per il conferimento l'acquisizione dell'intesa della Regione territorialmente interessata.

Nell'ambito del procedimento unico sono 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 Ministero della transizione ecologica, di seguito 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, i quali comunque possono inviare osservazioni alla Regione e intervenire durante il procedimento di VIA. Ai Comuni, 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 siano 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, secondo quanto sopra illustrato, la valutazione del richiedente riguardo 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 del Ministero della Transizione Ecologica (in precedenza 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 eseguita solo subordinatamente alla successiva 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 è 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 km², 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 concernenti 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.

È importante sin da subito porre l'accento, in relazione alle previsioni sulle aree idonee o non idonee, stabilite dal presente Piano in base alla presenza di vincoli di vario tipo e intensità, che l'estensione delle aree conferite in concessione di coltivazione è in genere estremamente superiore a quella che sarà occupata dai relativi impianti di coltivazione. L'area della concessione è disegnata (all'interno di quella del permesso di ricerca da cui deriva) per corrispondere alla proiezione virtuale in superficie del giacimento scoperto, al fine di garantire al concessionario il diritto esclusivo alla sua coltivazione e impedire che altri

soggetti possano perforare pozzi di coltivazione sullo stesso giacimento. Pertanto l'applicazione dei criteri dei vincoli (sia per valutare nuove attività sul territorio sia per verificare la compatibilità di quelle esistenti) andrà effettuata sulla base delle aree effettivamente sede fisica degli impianti di coltivazione e non dell'intera superficie della concessione.

L'area destinata alla costruzione degli impianti onshore è 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 applicazioni le disposizioni di cui al D.P.R. 327/2001.

Riguardo alla distanza limite in cui gli stabilimenti devono essere posti 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 al rilascio delle autorizzazioni alla costruzione che impongono determinate prescrizioni sulla 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 sulla 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 del MITE) che svolgono le attività di autorizzazione tecnica delle singole operazioni, assicurano il rispetto delle norme di sicurezza sulle 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 è 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 siano 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 continentale e modificazioni alla legge 11 gennaio 1957, n. 6
UNCLOS - Montego Bay 10 dicembre 1982	Recante all'art. 76 la definizione del limite della piattaforma continentale, già definita all'art. 1 della L. 613/97. Art. 76 c. 1: La piattaforma continentale di uno Stato costiero comprende il fondo e il sottosuolo delle aree sottomarine che si estendono al di là del suo mare territoriale attraverso il prolungamento naturale del suo territorio terrestre fino all'orlo esterno del margine continentale, o fino a una distanza di 200 miglia marine dalle linee di base dalle quali si misura la larghezza del mare territoriale, nel caso che l'orlo esterno del margine continentale si trovi a una distanza inferiore.
Legge 9 gennaio 1991, n. 9	Recante norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali. 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	foce del fiume Tagliamento e il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po ¹ .
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 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 Sm³ in terraferma e 30 milioni di Sm³ prodotti in mare.</p> <p>Di converso, ogni concessione di coltivazione con volumi di produzione di gas superiori a 10 milioni di Sm³ in terraferma</p>

¹ 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.

	<p>e 30 milioni di Sm³ 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 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</p>

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	con le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241.
Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152	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>
Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n.145	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 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 invece rimaste nella competenza della Direzione generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari (DGISSEG). Tale ripartizione di competenze sarà oggetto a breve di una razionalizzazione in conseguenza della nuova riorganizzazione del MITE a seguito del DPCM 29 luglio 2021, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale in data 23 settembre 2021.

Tra le principali innovazioni introdotte dal decreto legislativo n.145/2015vi è stata 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 attualmente 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 delle predette modifiche organizzative del Ministero dello sviluppo economico (separazione delle funzioni in materia di idrocarburi tra DGAECE e DGISSEG) 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, riconducendo la CIRM sezioni a) e b) sotto la DGISSEG e la CIRM sezione c) sotto la DGAECE. 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 e con DM 6 agosto 2021 ne è stata ulteriormente aggiornata la composizione e l'incarico dei relativi componenti andrà a scadenza il 20 gennaio 2024. 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. Per il mare si è optato invece 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 sulla piattaforma continentale, 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, come condiviso anche dalle risultanze della consultazione in sede di VAS, lo scenario di apertura di nuove zone minerarie marine oltre alle attuali**, dato che, se per esse si partisse ora con il ciclo di prospezioni preliminari, conferimento di nuovi permessi di ricerca a seguito di VIA, perforazione di pozzi esplorativi, eventuali ritrovamenti di idrocarburi, conferimento di concessioni di coltivazione a seguito di ulteriore VIA, installazione di piattaforme in mare, si giungerebbe alla eventuale messa in produzione di giacimenti con orizzonti di entrata in coltivazione ben dopo il 2030, con loro durata anche oltre il 2050, e quindi con ottica non coerente rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione sopra citati.

Le ragioni di tale scelta sono ulteriormente rafforzate dalle disposizioni del Regolamento Europeo sulla Tassonomia e dal principio Do Not Significant Harm - DNSH recentemente introdotti nella normativa in ambito comunitario, in funzione degli obiettivi di lotta al cambiamento climatico, adottati anche per la selezione delle misure attuabili nell'ambito del PNRR.

Si ritiene pertanto che il presente Piano adotti la previsione 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 a nuove attività 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.

Di seguito sono pertanto indicate le zone marine esistenti che saranno quindi oggetto, con appositi decreti attuativi del MITE, in esito alla adozione del PITESAI, di ripermetrazione in riduzione, al fine di escludere nelle stesse per il futuro qualunque nuova attività di prospezione e di ricerca (e conseguentemente di coltivazione).

In totale, verranno chiusi definitivamente (come mostrato nei successivi paragrafi) alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi 540.414 km² di mare, su un totale di 568.976 km² sottoposti a giurisdizione italiana.

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 già esistenti 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 km² 13.300, è stata ridotta di circa il 70% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km² 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 già esistenti 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 km² 23.000, è stata ridotta di circa il 44% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km² 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 già esistenti 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 km² 46.390, è stata ridotta di circa il 30% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km² 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, erano 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 già esistenti 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 km² 18.470, è stata ridotta di circa il 80% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km² 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 già esistenti 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 km² 39.260, è stata ridotta di circa il 53% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km² 20.890 (il 35% dell’area della zona marina).

Si evidenzia che la necessità di effettuare una rimodulazione della zona E nel mare di Sardegna con riduzione dell’area da 20.890 km² a 20.170 km², per tener conto della fascia delle 12 miglia marine dal Santuario dei mammiferi marini (al tempo non era disponibile la cartografia esatta) sarà superata dalla chiusura totale di tale area circostante la Sardegna, in quanto priva di istanze, e quindi ricadente appieno nel criterio di ripermimetrazione in riduzione sopra menzionato.

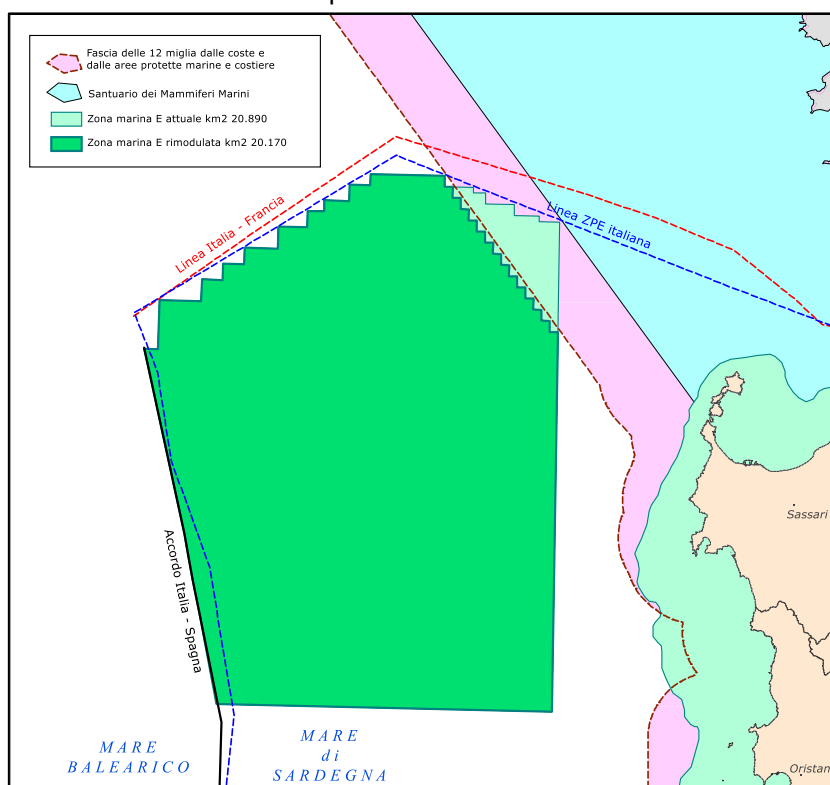


Figura 1.1-1: Particolare sulla rimodulazione della zona E. [Elaborazione Ufficio Cartografico UNMIG, 2019]

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 ripermetrata e ampliata sul lato sud, anche in considerazione delle nuove tecnologie che consentono attività minerarie in acque profonde.

Divieti ambientali già esistenti 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 km² 50.520, è stata ridotta di circa il 20% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km² 39.960 (il 79% dell'area della zona marina). La competenza territoriale è della Sezione 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 già esistenti 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 km² 36.220, è stata ridotta di circa il 30% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km² 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 km² 139.656 e costituisce circa il 25% della superficie totale della piattaforma continentale italiana, la quale, come delimitata da accordi internazionale bilaterali con Stati frontisti (Croazia, Albania, Grecia, Tunisia, Spagna), o, in loro assenza, mediante convenzioni (Francia), linea cosiddetta del "modus vivendi" (Malta) e linee mediane matematicamente calcolate in base al principio dell'equidistanza dalle linee base di costa (Algeria, Libia), ha una superficie di circa km² 568.976².

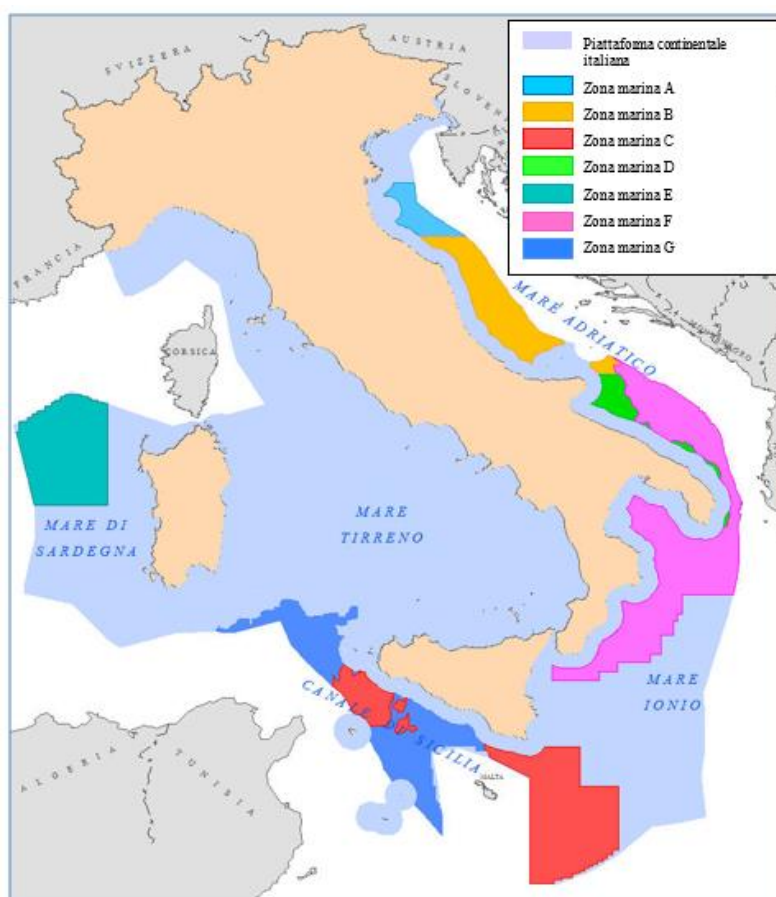


Figura 1.1-2: Carta delle zone marine minerarie attualmente aperte alla prospezione, alla ricerca ed alla coltivazione al 31.12.2019 [Elaborazione Ufficio Cartografico UNMIG, 2019] e limes della piattaforma continentale italiana³ (indicativo – si rimanda alla cartografia ufficiale IIM per i riferimenti esatti in base agli accordi esistenti o modus operandi con Grecia, Albania, Croazia, Montenegro, Slovenia, Tunisia; non

² 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 km² con un'accuratezza di +/- 1000 km² dovuta all'errore connesso con la scala della carta e con l'esattezza del profilo di costa.

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)

Zona Economica Esclusiva – ZEE

Con Legge 14 giugno 2021 n. 91 “Istituzione di una zona economica esclusiva oltre il limite esterno del mare territoriale”, è stata autorizzata l’istituzione di una zona economica esclusiva a partire dal limite esterno del mare territoriale italiano.

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 del 1982 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.

Dato che il presente Piano prevede la decisione di non aprire più in futuro nuove zone marine alle ricerche di idrocarburi e di chiudere quelle attualmente aperte alle ricerche per le quali non vi siano istanze, come sopra indicato, ne risulta che la dichiarazione di giurisdizione sulla ZEE non comporterà effetti su tale previsione, stante la non reversibilità dei principi di transizione verso la decarbonizzazione alla base di tale decisione.

Proprio in tale ottica non si ritiene percorribile l’indicazione della Commissione VIA/VAS di lasciare aperte alle eventuali nuove attività di prospezione e di ricerca in acque italiane un’area di alcune miglia lungo i confini esterni della istituenda linea della ZEE, che sono sinora prive di istanze di permesso e di titoli minerari, indicata dalla Commissione VIA/VAS a tutela della ipotesi - invero residuale - di un rinvenimento

³ Il limite della piattaforma continentale italiana è definito dall’art. 1 della L. 613/97, per come sostituito dall’art. 76 della Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare – Montego bay 10/12/1982, e precisamente secondo l’art. 76 (Definizione della piattaforma continentale) c.1: “La piattaforma continentale di uno Stato costiero comprende il fondo e il sottosuolo delle aree sottomarine che si estendono al di là del suo mare territoriale attraverso il prolungamento naturale del suo territorio terrestre fino all’orlo esterno del margine continentale, o fino a una distanza di 200 miglia marine dalle linee di base dalle quali si misura la larghezza del mare territoriale, nel caso che l’orlo esterno del margine continentale si trovi a una distanza inferiore.”

da parte di uno Stato frontista di un giacimento a cavallo di tale linea di delimitazione della ZEE, con la motivazione che questo darebbe allo Stato italiano la possibilità di conferire una concessione dalla propria parte di linea di demarcazione marina.

Si ritiene che non sia necessario e opportuno seguire tale indicazione per le seguenti motivazioni:

1) L'ipotesi che in acque marine così profonde, quali sono in genere quelle a cavallo delle future linee di delimitazione della ZEE, si possano rinvenire giacimenti coltivabili in termini tecnici ed economici, appare caso alquanto di scuola e verosimilmente improbabile. Nei casi dove tali linee si verranno a trovare in acque poco profonde, e cioè in Adriatico, tale situazione è già specificatamente trattata con accordi bilaterali con gli Stati frontisti che tutelano ampiamente in tale evenienza i diritti dello Stato italiano;

2) tale ipotesi costituirebbe una condizione non necessaria per salvaguardare la gestione degli eventuali giacimenti esistenti a cavallo di tale linea, dato che secondo il diritto internazionale (Convenzione UNCLOS) e in base agli accordi bilaterali che l'Italia ha già 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 per lo sviluppo del giacimento ANNAMARIA, che è a cavallo della delimitazione nel mar Adriatico tra l'Italia e Croazia (regolato da accordi internazionali dettagliati);

3) nel caso ipotetico di nuovi giacimenti scoperti a cavallo della futura ZEE, anche senza conferire un titolo minerario nella zona di confine marino, lo Stato italiano potrebbe comunque in quel momento far condurre indagini geofisiche a società individuate mediante una procedura pubblica per verificare la quota parte di giacimento ricadente nella zona italiana al fine di pretendere dallo Stato frontista la corresponsione in controvalore degli idrocarburi di spettanza italiana eventualmente prodotti da pozzi perforati nella zona di mare appartenente a tale Stato;

4) il PITESAI non è un piano per lo sviluppo ed espansione del ricorso per l'Italia agli idrocarburi, come già indicato dalla DGISSEG in fase di VAS per motivare l'assenza di possibili impatti transfrontalieri derivanti dall'adozione del Piano stesso⁴, e, 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

⁴ La presenza di alcune istanze di permesso di ricerca in prossimità della linea di delimitazione della piattaforma continentale italiana in Adriatico non contraddice la valutazione del proponente che il PITESAI debba essere sottoposto a consultazione transfrontaliera. Come infatti indicato, le aree marine oggi aperte alle ricerche non interessate da titoli minerari saranno chiuse tramite il PITESAI, evidentemente riducendo e non ampliando i potenziali impatti transfrontalieri. Inoltre si osserva che tali istanze, come previsto dalle norme italiane, ove proseguano il loro iter di conferimento, saranno comunque assoggettate a VIA, e pertanto in quella specifica occasione, ove ritenga, lo Stato frontista potrebbe inviare osservazioni durante la fase di consultazione. Anche nel caso di permessi di ricerca già conferiti al confine con la linea di delimitazione della piattaforma continentale in Adriatico, e addirittura nel caso di concessioni di coltivazione attive lungo tale linea, si è solo effettuata una VIA specifica per il loro conferimento, né è mai stata effettuata preliminarmente una VAS quando furono, anche recentemente, aperte nuove zone marine. Stante quanto sopra, si verificheranno le consultazioni transfrontaliere che dovessero essere avviate nell'ambito dei procedimenti di VIA derivanti dall'adozione e, quindi, le azioni che scaturiranno dall'approvazione del PITESAI ai sensi della L. 12/2019 art. 11-ter, comma 8, come ad esempio i provvedimenti di ripermimetrazione delle concessioni o i progetti in siti specifici.

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 PITSAI sia di escludere per il futuro l'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. Sembrerebbe pertanto paradossale adottare, per motivi di tutela ambientale, decisioni verso la chiusura delle aree marine a piena giurisdizione italiana più vicine alle coste italiane lasciando aperte invece alla coltivazione solo quelle lungo il confine marino con altri Stati, soluzione che potrebbe pregiudicare una politica che andrebbe invece rivolta a indurre tali Stati frontisti a non fare attività in quelle aree in quanto potenzialmente suscettibili di impatti transfrontalieri verso i mari italiani.

Il PiTESAI pertanto, nell'attuale formulazione, prevede per il mare che le aree idonee siano ridotte rispetto alle attuali non in virtù di particolari vincoli assoluti ma in considerazione degli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione e di potenziamento della salvaguardia dell'ambiente marino; quanto previsto dal PiTESAI non pregiudica e non altera tuttavia i diritti e gli obblighi che lo Stato costiero vanta in base al diritto internazionale nella zona economica esclusiva e/o sulla piattaforma continentale, allo scopo di esplorarla e sfruttarne le risorse naturali. Pertanto rimane valido che *"Nella zona economica esclusiva lo Stato costiero gode di diritti sovrani sia ai fini dell'esplorazione, dello sfruttamento, della conservazione e della gestione delle risorse naturali, biologiche 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"* nonché di giurisdizione in materia, tra l'altro, di *"ricerca scientifica marina"* e di *"protezione e preservazione dell'ambiente marino"*, tenendo conto di diritti e doveri degli altri Stati (art. 56 UNCLOS); tali diritti sono inoltre esclusivi, nel senso che, se lo Stato costiero non esplora la piattaforma continentale o non ne sfrutta le risorse, nessun altro può intraprendere tali attività senza il suo espresso consenso (art. 77 UNCLOS).

Ne deriva che, ferma restando la pianificazione in essere, nulla toglie che qualora si verificasse in futuro l'ipotetico caso specifico di un rinvenimento di un giacimento a cavallo della linea di delimitazione della piattaforma continentale o della ZEE con Stati frontisti con i quali l'Italia non ha già un accordo bilaterale, i relativi rapporti potrebbero comunque essere disciplinati e risolti con nuovi accordi bilaterali, anche con riferimento alle quote di risorse da corrispondere. Per le stesse ragioni, si ritiene che anche i contenuti degli accordi bilaterali in essere tra l'Italia e gli Stati frontisti non entrino in conflitto con il contenuto del PiTESAI.

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 dall'Italia con il D.lgs. 17 ottobre 2016 n. 201.

Il citato decreto legislativo 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, in previsione 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 e 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.

In questo periodo il MITE sta lavorando 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, continuerà a lavorare in sinergia con la MSP per assicurare la coerenza del PITESAI con la definizione degli obiettivi della pianificazione dello spazio marittimo 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 continueranno a dialogare con il PITESAI, e con i suoi possibili futuri aggiornamenti/revisioni, ai fini del 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 in futuro quanto previsto nel presente Piano, con quanto potrà risultare dalla futura adozione della MSP. In ogni caso, l'adozione del PITESAI non pregiudica in alcun modo la futura MSP in quanto, come sopra indicato, per quanto riguarda le aree marine aperte alle ricerche e alla produzione di idrocarburi, il PITESAI prevede solo una loro chiusura e/o riduzione e in nessun caso un loro ampliamento.

Per quanto riguarda la possibilità di intersezione tra il PITESAI e la possibile programmazione di infrastrutture marine per l'utilizzo delle energie rinnovabili marine, la MSP potrà tenere in conto le piattaforme esistenti, e dato che non si prevede una significativa installazione di nuove piattaforme, le aree marine rimanenti potranno essere utilizzate anche per la produzione di rinnovabili. In ogni caso, essendo le piattaforme concentrate nel mare Adriatico, non vi è sovrapposizione con le aree a maggiore potenziale

eolico ubicate secondo i vari studi pubblicati nei mari di Sardegna e nel Canale di Sicilia (come mostra anche la Figura 1.1-3. In ogni caso, è stato già istituito presso il MITE un gruppo di lavoro che esaminerà le diverse potenzialità e progettualità dell'eolico offshore, in vista di possibili aggiornamenti del PITESA).

In questo periodo la MSP, in Italia, è infatti 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 dal presente Piano, che potrà essere comunque oggetto di opportune future verifiche e armonizzazioni successive con la MSP, nel caso di una revisione del PITESA (per esempio con frequenza quinquennale).⁵

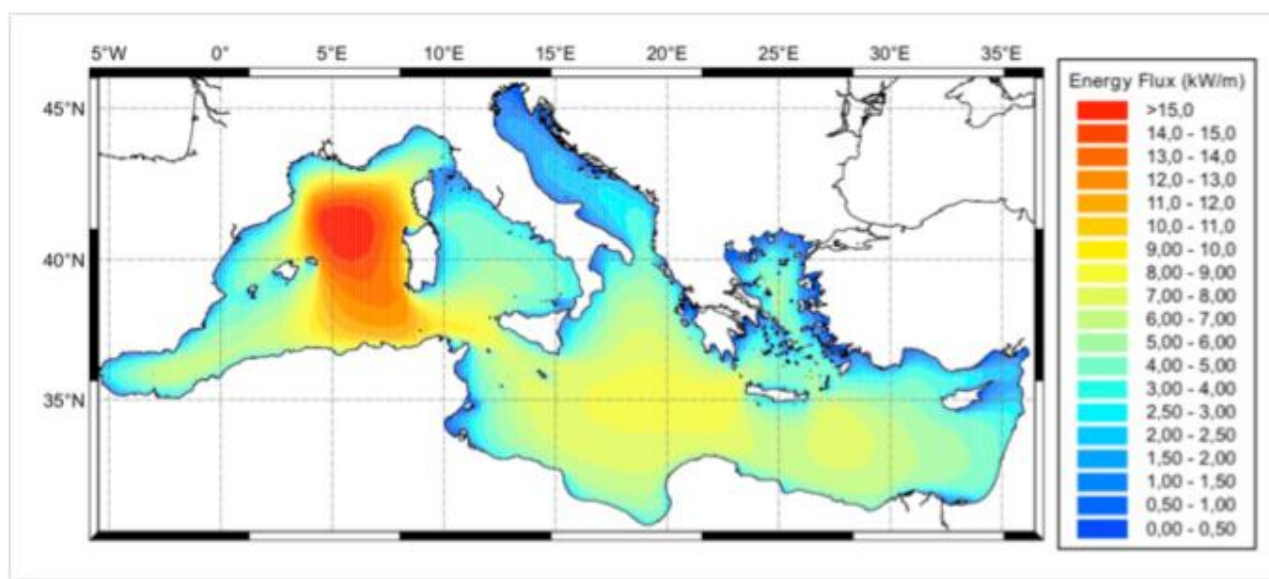


Figura 1.1-3: Mappa dell'energia che può essere ricavata dal mare. In arancione le zone più ricche: spicca l'area a nord ovest della Sardegna (Fonte: Enea).

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.

⁵ 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".

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.

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;
- 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 CO₂ 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 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 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)
Energie rinnovabili (FER)				
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
Efficienza energetica				
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)

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Emissioni gas serra				
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 CO₂ 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 CO₂ 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 in 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 CO₂, aumento di quota rinnovabili, impegni su efficienza energetica, e trasformazione dei sistemi energetici verso forme più intelligenti e decentrate.

Occorre a tale proposito chiarire, anche a seguito di alcune osservazioni pervenute in sede di VAS da parte di alcune Regioni e della Commissione VIA/VAS, che il permanere nel breve - medio periodo di attività di coltivazione in corso fino al completamento della loro produzione (è molto improbabile che a seguito della adozione del PITESAI ne partiranno di nuove), ove questo non pregiudichi interessi ambientali assoluti, non è incongruente con gli obiettivi di decarbonizzazione sopra indicati per le seguenti ragioni:

- 1) tutti gli obiettivi di riduzione della CO₂ vanno perseguiti mediante la riduzione delle emissioni di CO₂ derivanti dal consumo di combustibili fossili, da cui non discende direttamente una conseguente riduzione della produzione nazionale, che è comunque già molto ridotta rispetto alla domanda; anche se per ipotesi si decidesse di sospendere con effetto immediato ogni produzione nazionale di petrolio e gas, questo non ridurrebbe in alcun modo le emissioni derivanti dal consumo, ma si tradurrebbe semplicemente in un aumento delle importazioni di gas e di prodotti petroliferi dall'estero, con un effetto negativo sull'ambiente e sulle emissioni stesse, in quanto per la quota di idrocarburi non prodotta in Italia ma importata, andrebbero prese in considerazione anche le emissioni di CO₂ dovute al trasporto dall'estero (vedere gli studi sulle emissioni di metano, che è gas con effetto climalterante superiore alla CO₂, dovute al trasporto del gas in condotte, pubblicate dalla IEA – Methane Tracker 2021);

- 2) un secondo effetto negativo di una chiusura anticipata rispetto alle previsioni e del conseguente aumento delle importazioni dall'estero, avrebbe l'effetto di privare il sistema del gas italiano di una parte della sua liquidità sul mercato, con conseguente ulteriore aumento dei prezzi rispetto a quello che si sta in questo periodo verificando per le riduzioni di arrivo del GNL dall'estero per l'aumento della domanda di gas asiatica, la riduzione delle flessibilità di import dalla Russia e la tensione generata sui prezzi dalla ritardata fase di riempimento stoccaggi, effetti che sono solo in parte congiunturali, presentando anche aspetti strutturali;
- 3) i giacimenti di idrocarburi attualmente in coltivazione in Italia sono in gran parte in fase di declino naturale, per cui la loro produzione finirà in gran parte in ogni caso nel prossimo decennio, esaurendosi ben prima del 2040, come indicato nell'apposito paragrafo 6.2 "*Scenario previsionale delle attività upstream in Italia in assenza del PiTESAI*" del Rapporto Ambientale al presente Piano;
- 4) l'ipotesi di riutilizzare le aree minerarie che si verrebbero a liberare con una chiusura anticipata delle attività estrattive, rispetto al loro ordinario esaurimento, per riutilizzarle ai fini di interventi per la riduzione della CO₂, quali ad esempio l'installazione di impianti a rinnovabili, è comunque limitata a pochissimi casi, e comunque esistono già vaste aree industriali dismesse che possono essere riutilizzate a tal fine.

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'adozione 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;
- 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 si affronterà 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 mostrato 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)⁶ 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.

A seguito della adozione del PiTESAI saranno considerati dal MITE, in coordinamento con il Ministero dello sviluppo economico e con le Regioni, opportuni percorsi di reskilling e di creazione 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 contribuirà a realizzare, la finalità primaria della razionalizzazione dell'intero settore dell'upstream italiano, in termini di maggior efficientamento delle aree e delle risorse economiche degli operatori impiegate per tali finalità, evitando anche l'eccessivo allungamento dei tempi amministrativi connessi e conseguenti a tali attività.

Come evidenziato nei capitoli successivi, la produzione di idrocarburi nazionali è 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 m³, pari all'81% della produzione nazionale; 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 risulterà 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.

Proprio dal punto di vista del perseguimento degli obiettivi di razionalizzazione, 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 e venivano 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 ridurne l'estensione al fine di commisurarla alla produttività e di continuarne a ritrarre un profitto e delle utilità⁷. Ne discende che anche l'aumento dei canoni è stato funzionale all'attività volta alla valorizzazione

⁶ JTF, fondo varato dall'UE per gestire la transizione e gli effetti sociali e occupazionali dei territori da essa interessati.

⁷ 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."

della sostenibilità ambientale e socio-economica delle diverse aree, all'annullamento degli impatti derivanti dalle attività upstream e al sostegno del processo di decarbonizzazione.

Tale 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 (cfr. 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 gassosi⁸).

1.3. Linee strategiche e principi del Piano

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 relativi 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

⁸ 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»

naturale in quanto il PITESAI non riguarda dette attività⁹ e né dei procedimenti relativi al conferimento di nuove concessioni di coltivazione di idrocarburi.

Per quanto riguarda le attività in permessi di ricerca che potrebbero riprendere e i pozzi esplorativi che potrebbero essere perforati una volta scaduto il termine del 30 settembre 2021, nelle more dell'adozione del PITESAI, si rileva che per ciascuno dei permessi in essere, di competenza statale, dopo il 30 settembre 2021 non ci sarebbe comunque alcuna ripresa diretta e immediata delle attività in quanto precedentemente al 13 febbraio 2019 non sono stati autorizzati dalle Sezioni UNMIG competenti della DGISSEG né nuovi pozzi né nuove indagini geofisiche in situ; in ogni caso si specifica che il decorso temporale di gran parte dei permessi di ricerca in essere era già stato sospeso su richiesta delle stesse società, prima dell'entrata in vigore della norma sul PITESAI (prima del 13 febbraio 2019). Pertanto, al 30 settembre, con la ripresa di efficacia dei permessi di prospezione e ricerca, potranno dunque ripartire soltanto le attività amministrative, ma non è evidentemente possibile che sia avviata nei mesi successivi alcuna nuova attività operativa di ricerca sul territorio, dato che per effettuare una nuova perforazione di ricerca sarà comunque necessaria secondo le norme vigenti specifica autorizzazione, con l'effettuazione di una preventiva VIA, la cui emanazione dovrà comunque tenere conto delle previsioni del presente Piano.

Le istanze o le attività di ricerca in essere, attualmente sospese fino al 30/09/2021, proseguiranno le prime nell'iter procedimentale e le seconde nelle "attività" (**soltanto dal punto di vista amministrativo per quanto sopra evidenziato**), fino alla scadenza del titolo e potranno essere eventualmente prorogate, una o più volte, per tre anni ai sensi dell'art. 7 D.lgs. 625/1996, qualora in base alle risultanze del piano si troveranno a insistere - anche parzialmente - in aree definite come potenzialmente idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di ricerca in quanto attività che rispettano i criteri ambientali di cui al PITESAI; gli altri permessi di ricerca saranno dichiarati non compatibili ai sensi dell'art. 11-ter, comma 8, del D.L. 135/2018 e quindi revocati in base alle procedure previste dal medesimo art. 11-ter, comma 8.

Si rammenta che ai sensi dell'art. 34, comma 19, D.L. 18 ottobre 2012, n. 17, convertito con modificazioni dalla L. 17 dicembre 2012, n. 221 "Per la piena attuazione dei piani e dei programmi relativi allo sviluppo e alla sicurezza dei sistemi energetici di cui al decreto legislativo 1º giugno 2011, n. 93, gli impianti attualmente in funzione (...) di cui agli articoli 6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, continuano ad essere eserciti fino al completamento delle procedure autorizzative in corso previste sulla base dell'originario titolo abilitativo, la cui scadenza deve intendersi a tal fine automaticamente prorogata fino all'anzidetto completamento". I titoli per i quali sia stata presentata istanza di proroga si intendono pertanto automaticamente prorogati fino al conferimento del D.M. di proroga, rilasciato al termine delle procedure autorizzative in corso.

In base alle previsioni dell'art. 11-ter, comma 4, lettera a) le concessioni di coltivazione possono essere inoltre prorogate anche nelle more dell'adozione del PITESAI, ragione per cui i procedimenti di proroga in corso dovranno essere finalizzati; la data di scadenza delle concessioni di cui all'art. 11-ter, comma 8, ultimo periodo, in base alle diverse casistiche riportate dal PITESAI, sarà pertanto da considerare come data di scadenza del titolo o della relativa proroga già concessa o in fase di rilascio. La durata delle concessioni

⁹ Si precisa inoltre che le concessioni di acque minerali e termali, che il Regio Decreto n. 1443 del 1927 riconduce nell'ambito delle "miniere", oggi di competenza regionale, e i permessi e le concessioni geotermiche di cui al D.lgs. 22/2010, nonché le concessioni di stoccaggio di cui alla L. 170/1974, e quant'altro non ulteriormente specificato, non sono oggetto del PITESAI, che ha lo scopo specifico sopra definito.

così come anche dei permessi, e delle relative proroghe, che saranno compatibili secondo il PiTESAI, rimarrà comunque conforme alle attuali previsioni normative di settore.

Nella formulazione del PiTESAI, la parte principale dell'attività è stata 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 di esplorazione o coltivazione 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 presente Piano 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 delle 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, 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 sono pertanto stati definiti 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.¹⁰

Per le analisi ambientali del Piano sono state prese in considerazione le categorie ambientali riportate di seguito, da suddividere nei due ambiti, terrestre e marino, al fine di classificarle secondo i seguenti vincoli 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 aggiuntivi 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 specifiche attività operative di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree interessate;
- **vincoli 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 operative 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.

In merito alla classificazione dei vincoli proposti è in particolare rilevante sottolineare che i "vincoli assoluti" e i "vincoli aggiuntivi di esclusione" non sono connotati da un peso/significatività differente ma hanno lo stesso potere escludente per le finalità del piano. Semplicemente le due definizioni sono state distinte in quanto i vincoli assoluti riguardano vincoli di carattere normativo già esistenti prima dell'adozione del piano, i "vincoli aggiuntivi di esclusione" sono vincoli ulteriori, identificati sulla base dei criteri ambientali appositamente definiti per l'applicazione delle finalità del piano.

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, e degli esiti della consultazione pubblica nella procedura di VAS, si riporta di seguito nella Tabella 1.3-1 l'elenco delle categorie ambientali e dei criteri ambientali (costituiti da vincoli assoluti, vincoli aggiuntivi di esclusione e vincoli di approfondimento) individuati per l'elaborazione del PiTESAI.

Tale elenco tiene conto di alcune osservazioni e suggerimenti pervenuti nella fase di VAS.

Al riguardo, si evidenzia che il PiTESAI costituisce quadro di riferimento per l'approvazione, l'autorizzazione, l'area di localizzazione e la realizzazione dei progetti di prospezione, ricerca e

¹⁰ 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>. Le fonti degli strati informativi inseriti sono indicate in tale Sistema informativo. La piattaforma mette a disposizione i dati forniti e quelli derivanti dalle elaborazioni finalizzate alla definizione e valutazione ambientale del presente Piano.

coltivazione e attraverso la VAS del PiTESAI possono essere fornite indicazioni di carattere generale di cui tenere conto nell'ambito delle valutazioni ambientali dei progetti stessi.

A seguito della approvazione del PiTESAI, gli studi di impatto ambientale relativi a progetti di ricerca e coltivazione seguono inoltre come quadro di riferimento valutativo: - il sistema di obiettivi ambientali definiti dal PiTESAI; - il sistema di criteri ambientali costituito da Criteri E – vincoli assoluti, Criteri F – vincoli relativi di esclusione, Vincoli relativi di attenzione/approfondimento - specificatamente definiti nei capitoli seguenti e nel Rapporto Ambientale.

Fatto salvo il principio per cui la VAS del PiTESAI costituisce quadro di riferimento per tutte le valutazioni ambientali relative ai progetti di prospezione, ricerca e coltivazione, le procedure di VIA e di VAS hanno finalità differenti e che una valutazione svolta ai fini VAS non può essere sostitutiva di quella svolta ai fini VIA, anche in relazione alla scala territoriale di riferimento e, conseguentemente, al livello delle analisi condotte, non potendosi assolvere in fase di pianificazione l'onere di una valutazione completa degli impatti complessivi.

In particolare, per quanto riguarda alcune specifiche osservazioni pervenute in sede di VAS sulla opportunità di definire già in fase di VAS le zone di rispetto per determinare le aree idonee, in particolare in riferimento ai vincoli di attenzione e approfondimento, si considera difficilmente possibile prestabilire a priori tali zone di rispetto, in quanto sarà evidentemente necessario considerare le loro caratteristiche (ad esempio, nel caso di una zona SIC, gli habitat prioritari) e gli obiettivi sito-specifici dei siti, e confrontarli con le diverse tipologie di opere (una indagine geofisica, una perforazione esplorativa temporanea, o una infrastruttura permanente di coltivazione) e con le relative tecniche di realizzazione, al fine di poter valutare le eventuali interferenze¹¹. Quindi si ritiene più logico, a meno che non ci siano invece specifiche indicazioni, anche di indirizzo, fornite dalle stesse Regioni e Enti territoriali (ad esempio linee guida regionali su distanze minime, aree buffer, in relazione a tipologie di opere specifiche), che le aree buffer siano valutate specificatamente in relazione a ciascun intervento e sito nell'ambito di una procedura di VIA, dato che essa è prevista per legge per ogni singola opera da realizzare per la ricerca e coltivazione di idrocarburi. D'altra parte, la fase di VAS non può tenere luogo delle procedure di VINCA e VIA, anche per la diversa scala territoriale di riferimento alla quale è condotta.

Si ritiene infine, come emerso nella fase di VAS, che i **criteri ambientali** dovranno essere considerati, ove applicabile, **dinamici e adattativi**.

Al fine di consentire la dinamicità e adattività dei criteri ambientali di cui al presente Piano, il Mite aggiornerà tali categorie sulla base delle comunicazioni di aggiornamento che le Regioni/Enti/Ministeri saranno tenuti ad effettuare all'ufficio competente della DGISSEG. Il Mite effettuerà comunque annualmente una richiesta in tal senso alle predette amministrazioni al fine di richiamare tale adempimento per le finalità di aggiornamento del Piano. In merito alla necessità di una revisione del Piano sulla base delle modifiche e integrazioni da apportare alle categorie ambientali e alle scelte di Piano, in conseguenza anche dei risultati derivanti dall'applicazione del Piano di monitoraggio, si ritiene che tale

¹¹ Le "Linee Guida Nazionali per la Valutazione di Incidenza" sono state predisposte dal MiTE (già MATM) nel 2019 per ottemperare agli impegni assunti dall'Italia nell'ambito del contenzioso comunitario avviato in data 10 luglio 2014 con l'EU (Pilot 6730/14) in merito alla necessità di produrre un atto di indirizzo per la corretta attuazione dell'art. 6, commi 2, 3, e 4, della Direttiva 92/43/CEE Habitat, anche alla luce dei sopravvenuti pronunciamenti della Corte di Giustizia dell'Unione Europea. Da tali documenti emerge che "...la Valutazione di Incidenza costituisce una procedura, preventiva, vincolante, di verifica caso per caso, che non può prevedere soglie di assoggettabilità, elenchi di semplici esclusioni, né tantomeno è possibile introdurre zone buffer, in assenza di opportune verifiche preliminari".

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

operazione possa avere una frequenza minima di 5 anni, salvo eventuali modifiche sostanziali intervenute a seguito dell'applicazione di altri strumenti che richiedono di essere adeguatamente considerati.

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 PiTESAI¹²**Legenda:**

Categoria: categoria ambientale che definisce la tipologia normativa, ambientale, naturale, di rischio o altro vincolo considerato;

Cartografabile: definibile se la categoria associata è disponibile georeferenziata e in formato shapfile per qualsiasi sistema di GIS, se in formato di database cartografico o se non è disponibile al momento o in assoluto;

Vincolo Assoluto: vincoli normativi già in atto nella terraferma e nelle zone marine per i quali sono previste restrizioni di vario tipo correlate alle attività;

Vincolo Aggiuntivo di Esclusione: elementi che, ai fini della richiesta salvaguardia, tutela e valorizzazione del patrimonio ambientale, culturale, territoriale ed economico presente, comportano l'esclusione delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree interessate;

Buffer già previsti o valutabili a priori: aree di rispetto relative al vincolo associato in cui si estende la validità del vincolo;

Vincolo di Attenzione/Approfondimento: 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;

Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI: vengono descritte i motivi della scelta di queste categorie correlate alla tipologia di vincolo.

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli aggiuntivi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI
VINCOLI ASSOLUTI (Cat. 1-7)							
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	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

¹² PER INFORMAZIONI SULL'ACQUISIZIONE DEGLI STRATI INFORMATIVI / DATI REGIONALI MINISTERIALI PER LE CATEGORIE AMBIENTALI DEL PITESAI IMPLEMENTATI NEL SINACLOUD GESTITO DA ISPRA SI VEDA L'ALLEGATO 2 AL PIANO.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

<p>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 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.);</p>						<p>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.</p> <p>L'art. 6, comma 17, del D.Lgs. 152/2006, da leggere in combinato con gli articoli 2 e 3 dell'UNCLOS, ratificata dall'Italia con la legge 2 dicembre 1994 n. 689, specifica che le 12 miglia marine siano da intendersi come comprensive anche del fondo marino e del relativo sottosuolo.</p>
---	--	--	--	--	--	--

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 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
---	--	----	--	--	--	--	---

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							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 idraulica o a rischio idraulico (alluvione)	SI	SI Aree classificate a pericolosità idraulica "elevata" o a rischio idraulico (alluvione) "molto elevato" o "elevato"			SI Aree classificate a pericolosità idraulica "media" o "bassa" o a rischio idraulico (alluvione) "medio" o "basso"	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.
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	SI	SI Aree classificate a pericolosità o a rischio geomorfologico (frana) "molto elevato" o "elevato"			SI L'inventario IFFI rappresenta una raccolta dei fenomeni franosi segnalati dalle regioni. I suoi contenuti non possono di per sé costituire un vincolo di esclusione al pari della cartografia ufficiale sulla pericolosità. Poiché tale inventario costituisce un	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

	rischio geomorfologico (frana) “molto elevato” o “elevato”					significativo quadro conoscitivo di base sulle frane in Italia, può essere inserito come vincolo relativo di approfondimento.	
5	Aree designate per l'estrazione di acque destinate al consumo umano (art. 94 del D.lgs. 152/06 e s.m.i.)	Parzialmente secondo i dati sinora a disposizione. Dati inseriti nel sinacloud se forniti dalle Regioni o dalle Autorità di Bacino competenti Per una copertura completa dei dati su tutto il territorio nazionale si rimanda alle Regioni coinvolte	SI - rientrano le zone di tutela assoluta e le zone di rispetto ove adottate		Per le zone di tutela 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.	Zone di protezione	Per conservare le caratteristiche qualitative delle acque destinate al 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.
6	Aree Protette istituite in base alla legge 979/1982 e alla legge n. 394/91 e alla leggi di recepimento regionale (parchi	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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

<p>nazionali, aree marine protette, riserve naturali statali, parchi e riserve naturali regionali, parchi locali di interesse sovracomunale 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"</p>					<p>idraulici e idrogeologici, di equilibri ecologici. L'art. 6 della L 394/91 "Misure di salvaguardia" che, al comma 3, vieta " <i>...qualsiasi mutamento 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.</i>"; l' art. 11 della L 394/91 Il "Regolamento del Parco" disciplina le attività consentite entro il territorio protetto, al comma 3 specifica che " <i>...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...</i>"; art. 12 il Piano del Parco è lo strumento attraverso il quale viene perseguita la tutela dei valori naturali, ambientali, storici, culturali,</p>
---	--	--	--	--	---

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							antropologici dall'ente gestore; il Piano suddivide il territorio in base al diverso grado di 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, e per quelle di futuro reperimento	SI	SI		Come previsti dalla normativa al momento della istituzione dell'AMP		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. 1. ARCIPELAGO DELLA MADDALENA (L. 394/91) 2. ARCIPELAGO TOSCANO (L. 979/82) 3. BANCHI GRAHAM, TERRIBILE, PANTELLERIA E AVVENTURA (L. 394/91) 4. CAPO D'OTRANTO - GROTTI ZINZULUSA E ROMANELLI - CAPO DI LEUCA (L. 394/91) 5. COSTA DEL MONTE CONERO (L. 394/91) 6. COSTA DEL PICENO (L. 394/91) 7. COSTA DI MARATEA (L. 394/91) 8. CAPO PASSERO (L. 394/91) 9. CAPO SPARTIVENTO (L. 394/91) 10. GOLFO DI OROSEI - CAPO MONTE SANTU (L. 979/82) 11. GROTTI DI ACICASTELLO (L. 394/91) 12. ISOLE CHERADI E MAR PICCOLO (L. 394/91)

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

						<p>13. ISOLA DI CAPRI (L. 394/91) 14. ISOLA DI GALLINARA (L. 394/91) 15. ISOLA DI PANTELLERIA (L. 394/91) 16. ISOLA DI SAN PIETRO (L. 394/91) 17. ISOLE EOLIE (L. 979/82) 18. ISOLE PONTINE (L. 979/82) 19. MONTE DI SCAURI (L. 394/91) 20. MONTI DELL'UCCELLINA - FORMICHE DI GROSSETO - FOCE DELL'OMBRONE TALAMONE (L. 394/91) 21. PANTANI DI VINDICARI (L. 394/91) 22. PROMONTORIO MONTE COFANO - GOLFO DI CUSTONACI (L. 394/91) 23. AREA MARINA PROTETTA STAGNONE DI MARSALA</p> <p>Alla data di redazione del presente Piano e relativo RA risultano in fase conclusiva o molto avanzata i procedimenti amministrativi per l'istituzione delle seguenti nuove aree marine protette, le cui superfici non sono ancora formalizzate:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Isola di Capri, 2. Capo d'Otranto-Grotte Zinzulusa e Romanelli-Capo di Leuca, 3. Costa di Maratea,
--	--	--	--	--	--	---

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							4. Costa del Monte Conero, 5. Isole Eolie, 6. Banche Graham-Terribile- Pantelleria-Aventura, 7. Isola Gallinara, 8. Golfo di Orosei – Capo Monte, Santu 9. Isola di San Pietro, 10. Isole Cheradi.
VINCOLI AGGIUNTIVI DI ESCLUSIONE (Cat. 8-33.a)							
8	67 aree della CNAPI con gli opportuni buffer	SI		SI	Buffer stimato a priori in 200 m intorno le 67 aree come richiesto a pag. 57 e 117 del parere di scoping - <i>“le aree CNAPI, con un opportuno buffer, determinano la non idoneità per usi estrattivi e devono essere escluse dal PiTESAI”</i>		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 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							<p>scelta del sito del Deposito. <u>Il buffer che si ritiene opportuno definire è un buffer di 200 m intorno le 67 aree. 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 di esclusione. A questo scopo si ricorda che il Deposito Nazionale di rifiuti radioattivi sarà realizzato in una sola delle 67 aree individuate nella CNAPI. 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></p>
--	--	--	--	--	--	--	--

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

9	<p>siti della rete Natura 2000 (SIC/ZSC + ZPS) istituiti a norma della Direttiva 92/43/CEE (Direttiva Habitat) e della Direttiva 79/409/CEE (Direttiva Uccelli) (ora Direttiva 2009/147/CE)</p>	SI		SI	<p>SI</p> <p>ove previsti per ciascun Sito della Rete Natura 2000 da atti/provvedimenti regionali adottati nel rispetto delle indicazioni di cui alle "Linee Guida Nazionali per la Valutazione di Incidenza" del MITE (già MATTM) del 2019 in materia di DIRETTIVA 92/43/CEE "HABITAT" art. 6, paragrafi 3 e 4 (pagina 35 e 36). Nel resto non valutabili a priori.</p>	<p>Zona di rispetto specifica oltre eventuali buffer da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche</p>	<p>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 quali vincoli aggiuntivi di esclusione alla stessa stregua dei vincoli assoluti garantisce così, alla luce del principio di precauzione, il mantenimento in uno stato di conservazione soddisfacente dei siti, 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</p>
---	---	----	--	----	--	---	--

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							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 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	SI		SI	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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	acquatiche significative dal punto di vista economico)						
12	Aree FRA (Aree di interesse per la pesca GFCM-FAO: Fisheries restricted areas)	SI		SI	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 applicabile nelle aree adibite alle attività di coltivazione in essere.
13	invasi/dighe/laghi	SI		SI Ove previsti da atti/provvedimenti regionali	Non valutabili a priori	Zona di rispetto specifica oltre il buffer da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	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 costituisce 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

						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/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 (compresi siti Unesco relativi alla Biosfera)** inclusi i buffer delle zone e candidature presentate all'entrata in vigore del PiTESAI	SI dati inseriti nel sinacloud forniti da MIC e DG PNA(MITE)		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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							Lista del Patrimonio Mondiale al fine di garantirne la protezione, conservazione, valorizzazione e trasmissione alle generazioni future.
15	Subsidenza	ove esistente a livello regionale - dati inseriti nel sinacloud se forniti dalle Regioni o ARPA	Area del Parco del Delta del Po, nei siti Rete Natura 2000 anche a mare gestiti dall'Ente Parco e nell'area della Riserva di Biosfera	Aree con intensità/velocità del movimento verticale del suolo molto elevato, <u>presumibile superiore a 20 mm/anno per le zone a terra ove censite a livello regionale e 10 mm/anno in aree con quota topografica uguale a zero o sotto il livello del mare</u>	non applicabile	Si, tutte le restanti aree non escluse ove è presente il fenomeno	Consiste in un lento processo di 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%,

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							103 Comuni), Lombardia (17%, 257 Comuni) e Friuli-Venezia-Giulia (11%, 24 Comuni) (Annuario dei Dati Ambientali, ISPRA. Ed. 2019). È interessata da questo vincolo anche la proiezione dello stesso nel sottosuolo, per tanto le deviazioni direzionate orizzontali sottostanti a queste aree vincolate non saranno permesse.
16	aree suscettibili ai Sinkhole naturali o aree interessate dal processo morfogenetico carsico	SI disponibile come servizio WMS (presso Ispra) e dati inseriti nel sinacloud se forniti dalle Regioni o ARPA		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 improvviso del terreno, 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. È interessata da questo vincolo anche la proiezione dello stesso nel sottosuolo, per tanto le

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							deviazioni direzionate orizzontali sottostanti a queste aree vincolate non saranno permesse.
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 (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 ¹³ e regionale - dati inseriti se forniti dalle Regioni o MIPAAF		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 e per i SIR, il dato è in fase di controllo e acquisizione da parte di ISPRA*		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	SIN/SIR: esclusi dalle aree idonee per la coltivazione di idrocarburi, come vincolo temporaneo per il tempo di validità della classificazione.

¹³verificare 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

						base alle condizioni geologico/geomorfologiche 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 deputate a esercitazioni di forza armata, aree 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 per i tratti di mare interessati dalla presenza cospicua di residuati di origine militare (es. "fondi sporchi" sulle carte dell'Istituto Idrografico della Marina Militare).		Zone di esercitazione (aree deputate a esercitazioni di forza armata, aree utilizzate per esercitazioni militari)	Nei tratti di mare interessati dalla presenza di residuati di origine militare, e nelle aree destinate a esercitazioni militari, le attività di ricerca e coltivazione possono interferire con i fondali o eventualmente con le esercitazioni e costituire un rischio per personale, mezzi ed installazioni.
21	le aree presenti e future (se già approvate/autorizzate) per lo sviluppo di impianti di acquacoltura (maricoltura)	SI		SI	ove previsti	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Per quanto riguarda l'acquacoltura, gli obiettivi europei di crescita e sviluppo sostenibile sono fissati dalla nuova Politica Comune della Pesca (Reg. 1380/2013/UE) e mirano a promuovere la crescita e ad

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							<p>aumentare le produzioni dell'acquacoltura negli Stati membri. E' 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). 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 la totale assenza di fonti anche potenziali di impatto che pregiudicherebbero la salubrità del prodotto allevato.</p>
22	Aree marine con Depositi di sabbie marine relitte (sono generalmente ubicati lungo la piattaforma continentale tra 30	Si, Dati nelle disponibilità delle Regioni (che le hanno prese in carico per la propria pianificazione)		SI	Si - 3 MN (vedere pag. 95 del parere di scoping)		I depositi di sabbie marine relitte (riferibili a paleospiagge), presenti al largo della piattaforma continentale, rispondono alla necessità di approvvigionamento di materiale da destinare al ripascimento al fine di contrastare

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	e 130 m di profondità)	-dati inseriti nel sinacloud se forniti dalla Regioni					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 ³), 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 selvicoltura o silvicoltura ¹⁴ (aree presenti previste da atti o che in futuro verranno adibite a tale attività/destinazione).	Si, dati inseriti nel sinacloud se forniti dalla Regioni		SI	ove previsti	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Al fine di potenziare la silvicoltura, utile allo sviluppo di infrastrutture verdi e promuovere il sequestro dell'anidride carbonica, le aree boscate, 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	SI		SI	Si - 3 MN (vedere pag. 95 del parere di scoping)		Tali aree possono determinare interferenze, impatti diretti e cumulativi con altre attività.

¹⁴ Si precisa che il termine "aree per il potenziamento della selvicoltura" non è un termine di comune utilizzo e non compare in nessun atto normativo, nazionale o regionale. La selvicoltura è uno strumento di attuazione di scelte gestionali codificate in un piano di gestione, che deve rispettare in primo luogo le norme regionali di prescrizione (regolamenti forestali regionali) e poi sottostare ai limiti previsti dalle eventuali misure di conservazione di aree a vincolo ambientale (PARCHI, RISERVE, NATURA 2000) o paesaggistico (ex art 136 e art 149 del codice urbani).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	carichi potenzialmente tossici o pericolosi						
25	Insedimenti e attività umane ¹⁵	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 n. 105	SI		SI	come previsto dalla normativa Seveso		Tra le aree non idonee si ritiene di considerare anche le aree sulle quali ricadono gli effetti prodotti dagli stabilimenti soggetti alla disciplina di cui al D. Lgs. 334/99 ove, per normativa, sono previste limitazioni all'edificazione e all'utilizzo, anche al fine di evitare potenziali e ulteriori effetti cumulativi. Tra questi impianti saranno considerati anche quelli appartenenti a particolari categorie (come ad esempio Area CISAM). Come previsto dalla normativa Seveso, inteso come disciplinato dall'art. 22, D.Lgs. 105/2015 e, nelle more dell'emanazione del

¹⁵ Si specifica la fonte e metodologia adottata per produrre il layer carografico relativo a tale categoria: I dati vettoriali del vincolo "Insedimenti e attività umane (aree urbane)" sono prodotti utilizzando la metodologia descritta in Munafò (2021) per il calcolo della densità delle superfici artificiali all'interno delle aree urbanizzate. Il dato di input è il raster del suolo consumato (dato ISPRA, risoluzione spaziale 10 metri), da cui è stata calcolata la densità media di suolo consumato tramite un'elaborazione a finestra mobile in un raggio di 300 metri. La densità media di suolo consumato è stata quindi classificata utilizzando le soglie di densità delle superfici artificiali definite nell'ambito dell'Agenda Globale per lo sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite e nei relativi Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (obiettivo 11). In particolare, il vincolo "Insedimenti e attività umane (aree urbane)" sono i pixel la cui densità media è maggiore del 50%. (Bibliografia Munafò, M., 2021. Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici. Edizione 2021. Report SNPA 22/21. ISPRA, Roma).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							Decreto di cui al comma 3, art. 22 di cui sopra, dal D.M. LL.PP. 9/5/2001 (G.U. n. 138 del 16/6/2001.
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 Dati inseriti nel sinaccloud se trasmessi.		SI	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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

<p>42/2004) e i beni tutelati dai piani paesaggistici regionali (ex art. 143 del D.lgs. 42/2004) e gli ambiti spaziali (aree) e i beni/immobili oggetto di tutela ai sensi della Parte II del D.Lgs 42/04 e nello specifico i beni tutelati e definiti ai sensi dei seguenti artt. 10, 11, 12, 13 e 45 del Codice dei Beni Culturali</p>						<p>territorio 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 ammessi senza previa autorizzazione paesaggistica.</p>
--	--	--	--	--	--	---

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							Si precisa che i parchi, seppur ricompresi nell'elenco delle tutele paesaggistiche, non costituiscono vincoli aggiuntivi di esclusione poiché, quando inclusi, risultano già individuati come vincoli assoluti.
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	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)
29.a	Acque dolci che richiedono protezione e miglioramento per essere idonee alla vita dei pesci	da verificare - dati forniti dalle Regioni		SI			Per le acque indicate all'art. 79 c. 1, lett. c) del D. Lgs. 152/2006 è perseguito l'obiettivo di qualità per specifica destinazione stabilito nell'Allegato 2 alla parte terza
30	Geositi - Emergenze oromorfologiche/geomorfologiche	Dati disponibili come servizio WMS per quelli censiti a livello nazionale (Inventario Nazionale dei Geositi) e		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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

		regionale - dati inseriti nel sinacloud se forniti dalla Regioni					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 della storia geologica di una regione e rappresentano valenze di eccezionale importanza per gli aspetti paesaggistici e di richiamo culturale, didattico – ricreativo.
30.a	Aree con presenza di rocce naturali contenenti amianto	SI Dati da inserire nel sinacloud se forniti dalle Regioni.		SI			Nelle zone ove sono presenti tali rocce naturali contenenti amianto è sconsigliabile lo svolgimento di nuove attività movimentazione del suolo, attesa la elevatissima pericolosità delle fibre di amianto per la salute umana.
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 re-iniezione 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). Questo aspetto è relativo alla estrazione e produzione di idrocarburi in quanto il presente Piano non è

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							relativo agli stoccaggi e alla geotermia. 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. In merito alle "restanti zone" (con la relative Zone di rispetto specifiche), così come definite nel RA, che non sono interessate da fenomeni di fagliazione superficiale e che sono da attenzionare in aree sismiche, sarà prevista - all'interno degli ILG in fase di aggiornamento l'implementazione di protocolli di studio del sottosuolo e monitoraggi con enti scientifici pubblici e terzi.
32	Aree ricadenti all'interno di Bacini idro-minerari, nelle	Si, dati inseriti nel sinacloud se forniti dalla	Aree nei Bacini idro-minerari	Aree interessate da coltivazioni agricole di pregio certificate e di	Si ove previsti da		Le Aree ricadenti all'interno di Bacini idro-minerari individuati e disciplinati con leggi regionali

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	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.) e da altre specificità individuate dalle Regioni.	Regioni		altre specificità di cui al Piano Regionale di Sviluppo Rurale approvato in attuazione del Regolamento CE n. 1698/05	atti/provvedimenti regionali. Nel resto non valutabili a priori.		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 e ad altre specificità di cui al Piano Regionale di Sviluppo Rurale approvato in attuazione del Regolamento CE n. 1698/05.
33	Corpi idrici intesi a scopo ricreativo, comprese le aree designate come acque di balneazione a norma della Direttiva 76/160/CEE.	SI		SI			Aree protette del registro aree protette D.lgs. 152/06 Allegato 9 alla parte Terza.
33.a	Aree agricole servite da reticoli e grandi impianti irrigui.	SI Dati da inserire nel sinacloud se forniti dalle Regioni.		SI			Le attività di bonifica e irrigazione condotte attraverso tali impianti costituiscono un mezzo permanente finalizzato allo sviluppo, tutela e valorizzazione

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							delle produzioni agricole con particolare riguardo alla qualità, alla difesa e conservazione del suolo, alla regolazione delle acque ed alla salvaguardia dell'ambiente e delle risorse naturali.
VINCOLI DI ATTENZIONE/APPROFONDIMENTO (cat. 34-48)							
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, 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							includere anche le "Important Marine Mammal Areas IMMAs" (OIUCB), "porzioni discrete di habitat, importanti per le specie di mammiferi marini ...".
35	Aree sismiche secondo la mappa di pericolosità sismica a scala nazionale.	disponibile come servizio WMS INGV/DPC				Si. Ove previsto (Cfr. 2.1.4) considerare anche lo strumento degli ILG del MiSE del 2014 (in corso di aggiornamento)	Nelle aree dove sussistono le condizioni per la loro applicazione (Capitolo 2.1.4), sarà valutata l'applicazione del monitoraggio ai sensi degli "ILG" istituiti dal MiSE (in fase di aggiornamento) mirato ad acquisire un campo di dati sufficiente in merito alle relazioni con le attività petrolifere. In merito alle "restanti zone" (con la relative Zone di rispetto specifiche), così come definite nel RA che non sono interessate da fenomeni di fagliazione superficiale e che sono da attenzionare in aree sismiche, sarà prevista - all'interno degli ILG in fase di aggiornamento - l'implementazione di protocolli di studio del sottosuolo e monitoraggi con enti scientifici pubblici e terzi.
36	Aree di cui al D.lgs. 152/2006, art. 76: stato ecologico e chimico delle acque superficiali; stato chimico e quantitativo delle	SI				SI	La classe di qualità dei corpi idrici non deve essere declassata; non solo per i corpi idrici in stato elevato e buono ma anche per quelli a rischio di non raggiungere lo stato buono.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	acque sotterranee						
37	Altre aree di interesse conservazionistico: Reti ecologiche regionali; zone umide 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)	Si, dati inseriti nel sinacloud se forniti dalle Regioni e PNA (MiTE).			Non applicabile a priori	Si, con Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche.	Aree al cui interno sono stati individuati valori di naturalità meritevoli di tutela nell'ambito di attività di pianificazione regionale (Reti ecologiche regionali, zone umide 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). 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 regionale e/o provinciale), data la rilevanza come sistema interconnesso di habitat. 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							(invertebrati, pesci, anfibi, rettili e micromammiferi, chiroterri 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 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.	E' disponibile il 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							http://cdr.eionet.europa.eu/it/eu/art17/ .
40	Aree terrestri e marine di distribuzione di specie di cui alla Direttiva Uccelli	E' disponibile il dato su griglia di 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 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	E' disponibile il dato su griglia di 10 km x 10 km, come da					SI La Direttiva Habitat ha lo scopo di contribuire a salvaguardare la biodiversità mediante la conservazione degli habitat

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Direttiva Habitat	reporting direttiva habitat.					<p>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.</p> <p>Alcune di queste specie, come il 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). Il dato così riportato da luogo ad una distribuzione data da estrapolazione, quindi non reale ma per algoritmo, considerando la maglia troppo larga per gli oggetti considerati dal piano. La griglia di 10km x 10km ha una risoluzione troppo bassa ad esempio per concessioni inferiori ai 100 km², che rischierebbero di non essere considerate per un nodo di valore reale.</p>
42	Aree marine sensibili a causa di particolari caratteristiche oceanografiche,	parzialmente				SI	<p>Saranno da verificare nelle valutazioni di approfondimento gli impatti cumulativi esercitati dalle attività portuali nei porti principali, incluse le attività di pesca,</p>

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	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.						considerando i traffici di navigazione attuali e futuri previsti dal Piano dei Porti e dalle attività portuali.
43	Aree agricole ad alto valore naturale (AVN).	SI, dati inseriti nel sinacloud se forniti dalle Regioni				SI	Aree sensibili per la conservazione di una particolare biodiversità strettamente connessa alla presenza di un habitat agricolo.
44	Aree di ricarica delle falde acquifere di grande estensione	SI Dati inseribili nel Sinacloud se forniti dalle Regioni				SI	Da considerare nelle successive fasi valutative sito specifiche con studi specifici e progettazione delle aree di rispetto relative al punto dell'area dei pozzi.
45	Siti di interesse archeologico	Dati presso le Soprintendenze				SI	si richiama che alle aree archeologiche note va aggiunto un numero considerevole di aree potenzialmente a rischio, e pertanto si richiede di porre particolare attenzione nel riconoscimento di queste ultime, anche perché tutte le fasi connesse alla ricerca e alla estrazione degli idrocarburi presentano criticità per le quali vanno predisposte adeguate misure di verifica preventiva ed eventualmente di

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							mitigazione. Gli interventi dovranno essere preventivamente sottoposti alle procedure previste in sede di legislazione sull'archeologia preventiva (VPIA), per cui sarà necessario procedere, già in fase di progetto di fattibilità, alla redazione della documentazione richiesta ai sensi dell'art. 25 del D.lgs. n. 50/2016 e s.m.i. segnalando altresì l'opportunità di interlocuzione con gli Istituti territoriali di tutela e i Parchi Archeologici
46	Zone di pianura costiera di minima elevazione (<3,5 m s.l.m.	SI Da verificare con le Regioni la disponibilità del dato al dettaglio richiesto.				SI	Zone di minima elevazione sul livello del mare e quindi potenzialmente esposte al rischio di inondazione dal mare (considerando tale ogni altimetria minore di 3,5 m s.l.m.m.), e per le zone intermedie o comprese tra queste e tra queste e la costa. [3,5 m s.l.m.m. quale quota di minima sicurezza rispetto ai valori limite di alta marea di +2,5 m e di eustatismo di +1 m atteso per gli anni 2100 e 2150 [Previsioni di eustatismo globale medio IPCC 2021, sulla base dell'andamento 1995-2014, per gli anni 2100 e 2150: rispettivamente +0,57 m e +0,94 m come valore mediano dell'intervallo di previsione di

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							confidenza media nello scenario climatico IPCC 'medio' SSP2-4,5; e rispettivamente +0,63 e +1,00 m valore limite superiore dell'intervallo di previsione di confidenza media nello scenario climatico IPCC 'ottimistico' SSP1-2,6 ([Box TS.4, Figure 1, TS-121, Technical Summary IPCC AR6 WGI]).
47	Zone depresse (a drenaggio meccanico)	SI Da verificare con le Autorità di Bacino e Regioni la disponibilità del dato al dettaglio richiesto.				SI	Zone di bassura e zone depresse nelle quali il drenaggio delle acque meteoriche è garantito meccanicamente (da idrovore), qualunque sia la loro collocazione altimetrica.
48	Aree interessate da attività zootecnica riconosciuta di pregio.	SI Da verificare con le Regioni la disponibilità /reperibilità dei dati concernenti tali attività				SI	Aree agricole interessate da attività zootecnica riconosciuta di pregio.

**per questo vincolo il dato è in fase di controllo e acquisizione da parte di Ispra*

***per questo vincolo i dati richiesti durante la fase di consultazione sono parziali o mancanti in quanto ancora non pervenuti dalle Amministrazioni a cui sono stati richiesti*

PER INFORMAZIONI SULL'ACQUISIZIONE DEGLI STRATI INFORMATIVI / DATI REGIONALI MINISTERIALI PER LE CATEGORIE AMBIENTALI DEL PITESAI IMPLEMENTATI NEL SINACLOUD GESTITO DA ISPRA SI VEDA L'ALLEGATO 2 AL PIANO.

In considerazione di quanto rappresentato nel Piano, **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, dall'applicazione dei criteri del Piano, 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 presentate¹⁶,**
 - ii. **delle concessioni di coltivazione di idrocarburi già presentate¹⁶ 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**, sarà volta a definire le aree - già aperte alle ricerche ma oggi prive di titoli minerari - dove, dopo il PITESAI, potranno 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, secondo le finalità espresse dall'art. 11-ter della Legge 12/2019, saranno definiti:

¹⁶ 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”*;
- ✓ come riportato al paragrafo 1.2.1 in merito alla congruenza del permanere nel breve – medio termine delle attività di produzione di idrocarburi in corso rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione a lungo termine, anche negli scenari di ulteriore decarbonizzazione verso la neutralità climatica al 2050, il gas sarà ancora utilizzato nel medio periodo 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; almeno fino a che non sarà presente nel sistema elettrico italiano una notevole capacità di accumulo di energia prodotta da rinnovabili, attualmente scarsamente significativa; 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 ampio e sulle concessioni diventate improduttive di fatto (per es. 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 prorogato oppure che ne venga dichiarata conclusa l'attività estrattiva (senza ulteriore possibilità di prorogabilità) onde procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale. Sulla adozione di tale analisi vi sono state sia richieste di chiarimenti che varie osservazioni in sede di VAS, ritenendola in

parte incompleta o non del tutto applicabile a tutte le situazioni. Di tali osservazioni si tiene conto nella sua formulazione aggiornata presente nel capitolo specifico. L'applicazione 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, comunque previo espletamento del procedimento di VIA qualora ancora non espletato. Tale criterio è in linea con l'obiettivo del PNIEC (di considerare ancora possibile nel breve-medio termine un utilizzo del gas), ritenendo che lo sviluppo di giacimenti di minori dimensioni non superi il bilanciamento dell'interesse pubblico con quello del soggetto privato¹⁷;
- 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 (a seconda dei casi, per un periodo maggiore di 5- 7 anni);
- la metodologia di analisi Costi-Benefici (con le modifiche conseguenti alle osservazioni ricevute in sede di VAS) quale strumento di supporto alle decisioni, al fine di individuare caso per caso, sulla base di dati aggiornati forniti dal concessionario e delle migliori stime disponibili del valore della produzione (tenendo altresì conto delle possibili sinergie economiche tra impianti di produzione gestiti in comune con concessioni adiacenti nel territorio, come indicato in alcuni commenti giunti in sede di VAS), le concessioni vigenti in terraferma che a scadenza del titolo minerario risulta di interesse pubblico prorogare in virtù del loro impatto complessivo sostenibile in termini ambientali e socio-economici sul territorio, oppure per le quali 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 sono stati 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 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**).

¹⁷ A riscontro di specifica richiesta ricevuta in fase di VAS, si chiarisce che l'Amministrazione non dispone dell'indicazione del numero di pozzi con quantitativi di riserva >150 MSmc; il dato che l'operatore fornisce (facilmente reperibile dalla documentazione pubblicata sul sito MITE per il procedimento di VIA) e che rileva per l'analisi di che trattasi (dato che la compatibilità con il PITESAI viene stabilita per titoli e non per i singoli pozzi) riguarda le riserve accertate relative all'intero giacimento richiesto in concessione, e non al singolo pozzo. Qualora tuttavia il giacimento ricada in aree di vincoli di esclusione, fermo restando la prosecuzione del procedimento per le ragioni anzidette, si ritiene comunque di poter valutare la ripermetrazione delle aree non necessarie ai fini delle attività di produzione.

Lo studio che è preso come esempio di 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 risultano di interesse 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 e del mancato versamento dei contributi a titolo compensativo per le attività estrattive eventualmente concordate fra gli operatori economici e la Regione di riferimento, mentre per gli impatti positivi si valutano quelli generati dall'anticipata esecuzione delle attività di decommissioning, dalla mancata emissione in atmosfera di sostanze inquinanti, dal ripristino anticipato dei servizi ecosistemici e dalla variazione del valore del paesaggio. Gli impatti vengono valorizzati in euro ed attualizzati all'anno di riferimento.

Nel PITESAI la previsione di una CBA è indicata come metodo per valutare il rapporto costi/benefici nel caso di concessioni in terraferma (onshore); il metodo, di cui è riportata una esplicazione in Appendice A, aggiornata e integrata con gli esiti della consultazione in fase di VAS, consente infatti di valutare, nel caso in cui infrastrutture di coltivazione esistenti (attive o improduttive) si trovino ora in qualche modo a ricadere in aree non idonee, l'impatto economico e sociale per valutare l'opportunità che esse proseguano o meno. Nel caso di infrastrutture ubicate in mare si è per ora ritenuto di non adottare in prima applicazione tale criterio, preferendo metodologie più semplificate, in funzione dello stato attuale della coltivazione e delle sue potenzialità residue. Infatti, in mare molti dei parametri da introdurre sarebbero di difficile valutazione: ad esempio, mentre in terraferma è sempre possibile considerare di riutilizzare le aree dei pozzi di produzione e delle relative centrali di trattamento degli idrocarburi estratti per la installazione di pannelli fotovoltaici (attività che può essere realizzata praticamente su qualunque superficie e zona, fatti salvi i problemi autorizzativi), in mare non ha senso pensare di rioccupare la specifica area marina interessata da una piattaforma di coltivazione con una installazione di pannelli fotovoltaici galleggianti o con una singola pala eolica che potrebbe occupare la superficie ad essa equivalente, per la evidente diseconomicità di tale singola installazione. Già oggi, tra l'altro, la presenza di piattaforme offshore non preclude, salvo le zone di rispetto di 500 m generalmente stabilite intorno ad esse dalle norme di sicurezza, il traffico marittimo, o altri usi, anche energetici delle risorse marine rinnovabili circostanti. Anche gli aspetti di qualità del paesaggio e la perdita di valore del territorio sarebbero difficilmente qualificabili, data la distanza dalla costa che le rende invisibili.

La metodologia di analisi Costi-Benefici per il settore onshore consente di valutare la convenienza che un titolo vigente, una volta giunto a scadenza¹⁸, sia prorogato oppure che ne sia dichiarata conclusa l'attività estrattiva onde procedere con la dismissione anticipata degli impianti ed il ripristino ambientale. L'approccio adottato, basato sull'analisi CBA, consiste in una metodologia applicabile in linea generale 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 (sempre in termini di impatto sul Valore Aggiunto regionale e nazionale) 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). La mancata proroga 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 anticipate di dismissione degli impianti e di ripristino dei luoghi (avvio di nuove attività economiche);
- riattivazione anticipata 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 anticipato degli impianti;
- 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 energetica quale ad esempio generazione di energia elettrica da tecnologia fotovoltaica.

Le voci di costo e di beneficio sopra elencate vengono quantificate in euro atualizzati all'anno corrente dell'analisi. 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

¹⁸ Si rammenta che ai sensi dell'art. 34, comma 19, D.L. 18 ottobre 2012, n. 17, convertito con modificazioni dalla L. 17 dicembre 2012, n. 221 "Per la piena attuazione dei piani e dei programmi relativi allo sviluppo e alla sicurezza dei sistemi energetici di cui al decreto legislativo 1º giugno 2011, n. 93, gli impianti attualmente in funzione (...) di cui agli articoli 6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, continuano ad essere eserciti fino al completamento delle procedure autorizzative in corso previste sulla base dell'originario titolo abilitativo, la cui scadenza deve intendersi a tal fine automaticamente prorogata fino all'anzidetto completamento". I titoli per i quali sia stata presentata istanza di proroga si intendono pertanto automaticamente prorogati fino al conferimento del D.M. di proroga, rilasciato al termine delle procedure autorizzative in corso. In base alle previsioni dell'art. 11-ter, comma 4, lettera a), le concessioni di coltivazione possono essere inoltre prorogate anche nelle more dell'adozione del PITESAI, ragione per cui i procedimenti di proroga in corso dovranno essere finalizzati; la data di scadenza delle concessioni di cui all'art. 11-ter, comma 8, ultimo periodo, in base alle diverse casistiche riportate dal PITESAI, sarà pertanto da considerare come data di scadenza del titolo o della relativa proroga già concessa o in fase di rilascio. La durata delle concessioni così come anche dei permessi, e delle relative proroghe, che risulteranno compatibili con il PITESAI, rimarrà comunque conforme alle attuali previsioni normative di settore.

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.

Saranno comunque necessari modelli di analisi specifici per talune attività di coltivazione che presentano a loro volta caratteristiche peculiari: nel caso delle coltivazioni nell'appennino tosco-emiliano nella formazione delle argille scagliose, come segnalato in sede di VAS dalla Regione Emilia Romagna, trattandosi di piccole realtà locali di giacimenti minori storici che prelevano gas a bassa pressione con pozzi a piccole profondità che garantiscono un approvvigionamento locale di gas per uso riscaldamento a comunità locali non connesse alla rete del gas italiana, potrà essere decisa, di intesa con la Regione interessata, un metodo semplificato per tenere conto delle loro specificità e del basso impatto locale.

Per quanto riguarda i dati sulle produzioni future ottenibili dal giacimento, saranno utilizzati i dati aggiornati sulle previsioni di produzione e riserve residue che ogni anno i concessionari sono tenuti a inviare all'Amministrazione.

Si evidenzia altresì che l'attuale CBA è stata impostata per valutare la convenienza sociale della chiusura delle attività estrattive tramite la non prorogabilità delle stesse alla relativa scadenza; 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. 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 più facile da applicare al contesto di aree che non si presterebbero per la loro estensione limitata, alla installazione di parchi eolici. Tale ipotesi sarà comunque valutata in affiancamento alla semplice ipotesi di ripristino dell'area per usi agricoli. Si precisa comunque che lo sviluppo nelle aree ripristinate di scenari alternativi di riutilizzo trascende dal mandato del presente Piano.

A livello concettuale, per le attività di coltivazione già in essere nelle concessioni vigenti si possono prospettare due ipotetici scenari futuri:

- l'attività di coltivazione di idrocarburi prosegue fino all'esaurimento delle riserve (**scenario di baseline**);
- l'attività di coltivazione di idrocarburi si conclude alla data di scadenza del relativo titolo minerario (**scenario denominato di decommissioning**).

Nel metodo proposto non si è valutata 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 PITSAI, 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".

Infine, è importante precisare che i risultati ottenibili dall'analisi CBA, per via della sua formulazione riportata in Appendice A, dipendono in modo rilevante:

- dal profilo di produzione associabile ad ogni singola concessione, che si baserà sui dati aggiornati forniti dal concessionario annualmente al MITE e delle migliori stime disponibili dall'Amministrazione del valore della produzione;
- dalla definizione dell'arco temporale in cui gli scenari di baseline e di decommissioning si differenziano (dunque dall'anno assunto per il fine riserve e di scadenza del titolo minerario[1]).

La metodologia CBA proposta, seppur applicabile per la stima dell'impatto nazionale e regionale, è stata concepita secondo gli scopi del Piano, per poter essere applicata in modo agevole e speditivo nella valutazione della convenienza a proseguire le attività di coltivazione già in essere in una moltitudine di concessioni vigenti sul territorio nazionale. Per questa ragione, non tiene conto di realtà sito-specifiche (come per esempio quelle della realtà dell'Appennino Tosco-Emiliano, vedi descrizione Capitolo 3.3.1 d), che richiederebbero uno studio CBA ad hoc (e con tempistiche ben diverse). Un eventuale esito incerto dell'analisi CBA in un determinato caso studio, vale a dire nel caso in cui il valore monetario dei benefici e dei costi risulti del tutto simile, potrebbe suggerire la necessità di un ulteriore approfondimento dell'analisi.

[1] Il titolo minerario di svariate concessioni risulta essere già scaduto. Il D.lgs. n.179/2012 (Decreto Monti) articolo 34, comma 19, prevede che gli operatori anche in assenza della proroga della concessione possano continuare *"...ad esercire fino al completamento delle procedure autorizzative in corso previste sulla base dell'originario titolo abilitativo, la cui scadenza deve intendersi a tal fine automaticamente prorogata fino all'anzidetto completamento"*.

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; detta valutazione, richiederebbe di mettere in campo attività valutative più complesse e dettagliate. Volendo delineare un percorso metodologico, in prima analisi andrebbero individuate le principali vocazioni economiche del territorio, e 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.

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 ai quantitativi delle emissioni evitate di inquinanti in atmosfera.

Per maggiori approfondimenti sull'analisi/metodologia CBA proposta si rimanda dettagliatamente all'**Appendice A**.

Per l'analisi e valutazione 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 di valutazione delle possibili alternative di dismissione, considerando simultaneamente gli aspetti ambientali, economici, sociali e tecnici. L'approccio basato sull'analisi MCA, strumento di supporto alle decisioni, favorisce l'individuazione e, quindi, l'attuazione di scelte che siano razionali, condivise e trasparenti.

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 (ora DGISSEG del MITE) 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.

L'effettuazione della CBA, in funzione del numero dei casi da esaminare, potrà essere eseguita dal MITE anche con il supporto di soggetti terzi qualificati, secondo il modello sviluppato che abbiano le necessarie competenze. La valutazione dei tempi e delle modalità di incarico al possibile soggetto, saranno stabiliti entro due mesi a seguito dell'adozione del presente Piano. La valutazione dei risultati sarà condotta dalla DGISSEG del MITE (in quanto competente ad adottare i provvedimenti di proroga o di rigetto).

2. ELEMENTI CONOSCITIVI A SUPPORTO DELLE SCELTE

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).

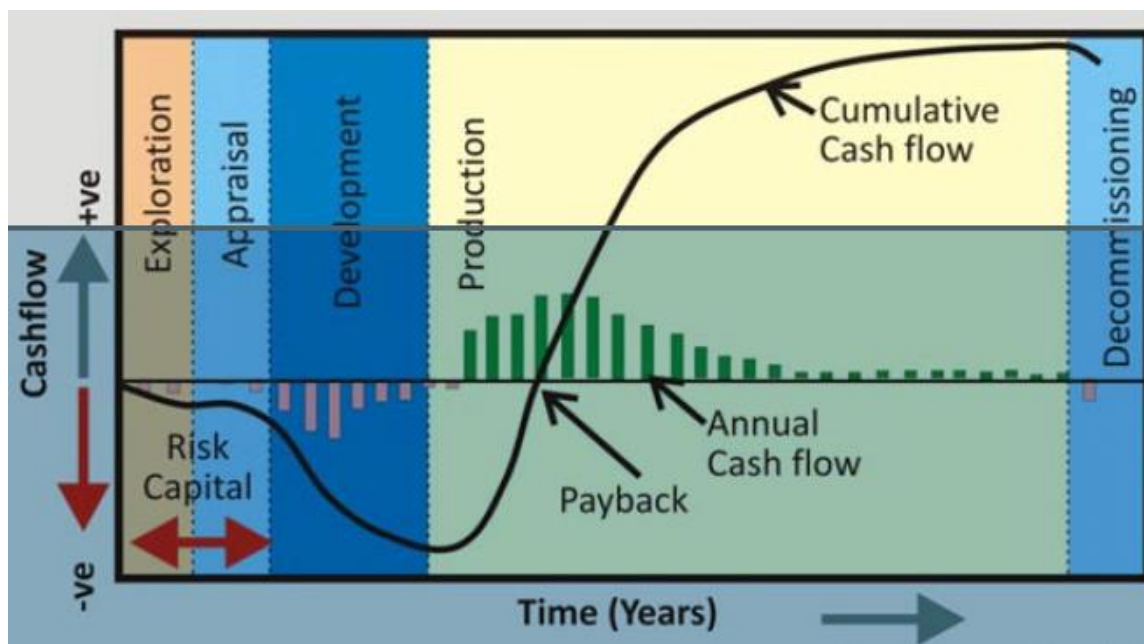


Figura 2.1-1: Schema del ciclo di vita di un progetto medio-grande nel settore upstream

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".

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 prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi, e pertanto non sono oggetto di trattazione del presente 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. Come in precedenza evidenziato, la superficie delle aree conferite in concessione di coltivazione è in genere estremamente superiore a quella occupata fisicamente *in situ* dai relativi impianti di coltivazione. L'area della concessione è infatti disegnata (all'interno di quella del permesso di

ricerca da cui deriva) per corrispondere alla proiezione virtuale in superficie del giacimento scoperto, al fine di garantire al concessionario il diritto esclusivo alla sua coltivazione, e impedire che altri soggetti possano perforare pozzi di coltivazione sullo stesso giacimento.

Pertanto in superficie coesistono con la concessione di coltivazione 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, rispetto all'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 dei 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
<p>PERMESSI DI PROSPEZIONE</p> <p>(Titolo II, art. 3 L 9/1991)</p>	<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"> 1. Studi geologici e geofisici, studi ambientali desk 2. Acquisizione sismica 2D/3D e/o Acquisizione geofisica (metodi gravimetrici e/o elettromagnetici)
<p>PERMESSI DI RICERCA</p> <p>(Titolo II, art. 5 e 6 L 9/1991)</p>	<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 km²; 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</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Studi geologici e geofisici, studi ambientali desk 2. Acquisto/Reprocessing sismica esistente 2D/3D 3. Acquisizione sismica 2D/3D e/o Acquisizione geofisica (metodi gravimetrici e/o elettromagnetici) 4. Perforazione di almeno un pozzo esplorativo (pozzo d'obbligo ed eventuali chiusure minerarie)

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	<p>proroga della durata di 3 anni ciascuno; è anche 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.</p>	
<p>CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE</p> <p>(Titolo II, art. 9 L 9/1991)</p>	<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 km². 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"> 1. Perforazione pozzi di appraisal/sviluppo 2. Studi di giacimento 3. Piano di sviluppo 4. Completamenti 5. Costruzione di facilities di superficie e infrastrutture 6. Gestione della produzione 7. Reservoir modeling 8. Interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria di vario tipo sui pozzi (lavaggi, workover, ...) e sulle facilities di superficie 9. Chiusura mineraria e ripristini

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) 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).

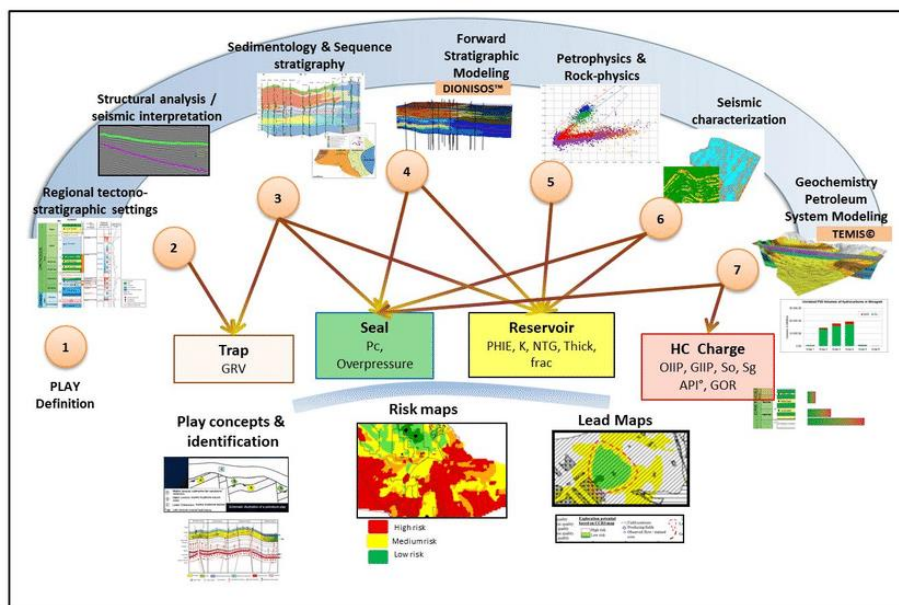


Figura 2.1-2: Schema generale della fase di studio e analisi geofisica

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, ma è comunque utilizzata 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

Principio fisico di base	Tecnologia	MARE	TERRA	Frequenza di utilizzo * = raro ** = frequente
Sismica	Water-gun (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	Airgun (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 orificio 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	Marine vibroseis (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	Vibroseis : 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	Sparker (frequenza utilizzata 50 ÷ 4000 Hz) e boomer (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	Esplosivo : utilizzo di cariche o microcariche di esplosivo, inserite in pozzetti di poca profondità con generazione di onda d'urto elastica		X	*
Sismica	Massa battente/hydrapulse : massa in caduta libera o accelerata di tipo impulsivo		X	**
Non	Magnetometria : strumento atto a misurare i valori dell'intensità del Campo Magnetico Terrestre (C.M.T.) (o le sue componenti vettoriali)	X	X	*

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

sismico	e successivamente analizzarne le variazioni o anomalie			
Non sismico	Gravimetria: 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	*
Non sismico	Correnti telluriche: 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).

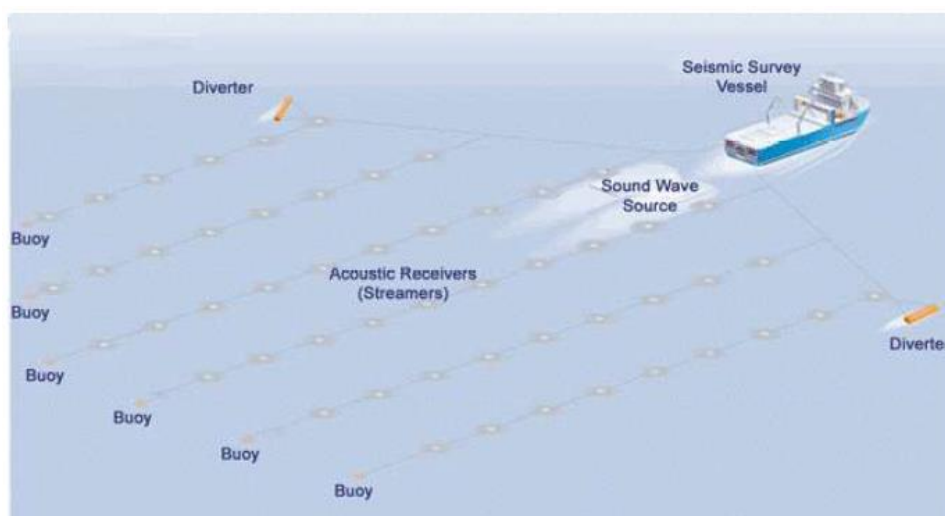


Figura 2.1-3: Schema dell'assetto in mare durante una campagna di raccolta dati geofisici con airgun

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 secondo 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 cm³ a circa 13000 cm³.

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 minore 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 (fratturazione, 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 degli 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 **vibroiseis**, 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 è 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 di 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 MiTE, 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**, con scoperta di un giacimento, 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

Organizzazione	<ul style="list-style-type: none"> • Permitting area pozzo; • Contratti con proprietari terreni; • Autorizzazioni • Gare con contrattisti (rig, fanghi, logging, service,...) 	<ul style="list-style-type: none"> • Autorizzazioni • Gare con contrattisti (rig, fanghi, logging, service,...) • Well Site Survey
Area Perforazione/Rig	Piazzola – area pozzo	Impianto Jack-up
Acquisizione log di pozzo	Sì	Sì
Carotaggi – Campionamenti	Possibili	Possibili
Prove di produzione	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 secondo i criteri del PiTESAI: infatti, è oggi possibile perforare pozzi con deviazione in orizzontale per raggiungere giacimenti anche ubicati al di sotto della maggior parte delle aree vincolate, con piazzole di perforazione ubicate ad alcuni km di distanza.

Pertanto, anche tutte le considerazioni presenti nel Piano a proposito dei vincoli ambientali di esclusione, e alle conseguenti distanze di rispetto, sono da tenere presenti in relazione alla ubicazione fisica in situ della postazione di perforazione o del pozzo produttivo stesso, e non rispetto alla posizione del fondo pozzo, che potrebbe invece ricadere a vari km di profondità anche al di sotto dell'area vincolata, senza che ad essa possa derivare alcun pregiudizio dalla esplorazione o dalla coltivazione. La posizione del fondo pozzo, rispetto ai vincoli di superficie, va pertanto considerata nel caso di vincoli per motivazioni legate alla subsidenza, o ai sinkhole, per pozzi di coltivazione.



(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.

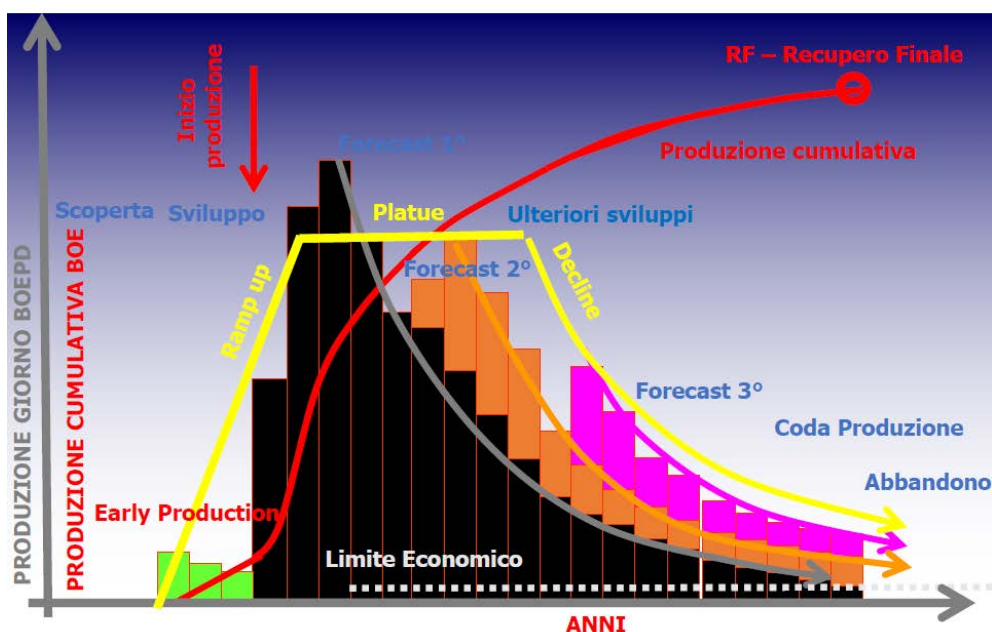


Figura 2.1-7: Andamento schematico del ciclo di produzione di un campo di coltivazione di idrocarburi di medio-grande dimensione [Fonte: Strata, 2018]

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.¹⁹

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.

Avviene 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

¹⁹ Enciclopedia degli Idrocarburi, Treccani

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)**.

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, ma praticamente non utilizzate in Italia. 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;
- l'efficienza volumetrica di invasione della roccia-serbatoio.

I processi di EOR si dividono tradizionalmente in tre grandi gruppi: processi termici (iniezione di vapore, iniezione di solventi caldi, combustione in situ, ecc.); processi con iniezione di gas (gas naturale, azoto, biossido di carbonio, ecc.); processi chimici (iniezione di tensioattivi, polimeri, soluzioni alcaline, ecc.); poi ci sono altre tecnologie ancora in fase di sperimentazione.

A titolo esemplificativo si descrivono solo alcuni processi di recupero assistito, rimandando alla letteratura specifica per gli approfondimenti.

I processi termici legati all'iniezione di vapore sono utilizzati per i giacimenti scoperti e saturati da oli pesanti ad alta viscosità che si trovavano a profondità di poche centinaia di metri. L'obiettivo principale di tali processi è di migliorare la mobilità dell'olio, riducendone la viscosità per scambio termico. Il vapore può essere iniettato nello stesso pozzo (cyclic steam stimulation), che fungerà anche da produttore, oppure in un pozzo dedicato, mentre un secondo pozzo avrà il ruolo di produttore (steamdrive).

I processi di EOR che impiegano prodotti chimici sono caratterizzati, invece, da una gestione più complessa rispetto ai processi termici, per quanto riguarda sia la scelta dei prodotti sia la valutazione della reale performance delle applicazioni di campo. I prodotti chimici che vengono utilizzati possono agire aumentando semplicemente la viscosità dell'acqua usata per lo spiazzamento dell'olio, in modo che la mobilità (ossia il rapporto tra la permeabilità all'acqua con il polimero e la viscosità della soluzione) dell'acqua diminuisca e il fronte di spiazzamento risulti più omogeneo (polymer flooding). Per questa funzione vengono utilizzati idonei polimeri ad alto peso molecolare (intorno al milione) che possono essere sia di origine naturale sia sintetici. Dovendo resistere alle condizioni di giacimento (per esempio, alte temperature, mineralogie che possono favorire l'adsorbimento del polimero sulla superficie dei grani di roccia e alte salinità delle acque di formazione), i polimeri possono essere sintetizzati in modo mirato e, inevitabilmente, costoso. Per ridurre i costi elevati, la concentrazione di polimero nell'acqua non viene mantenuta costante per tutta la fase dell'iniezione, ma diminuisce dal fronte di contatto con l'olio, dove raggiunge il suo valore massimo, fino ad azzerarsi.

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	*

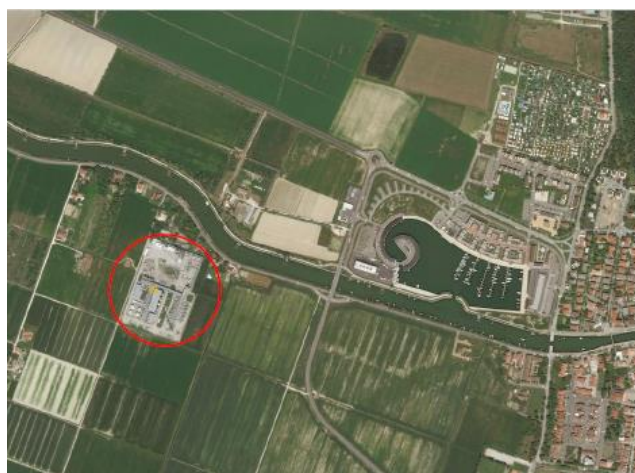


Figura 2.1-8: Esempi di centrale di raccolta di gas naturale di media dimensione in pianura Padana (area ravennate)

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).

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

Operazioni in Concessione	Tipologia	Frequenza * Non sempre ** Sempre
Manutenzioni varie di tipo civile-industriale di superficie	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	**
Work-over	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	**
Pozzo di Side Track	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"> - un tratto di foro diventa impraticabile per incastro o rottura della batteria di perforazione - 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 - studi successivi evidenziano la possibilità di miglioramento della produzione 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	*
Nuovo pozzo di appraisal/sviluppo	Stesse considerazioni per il pozzo esplorativo <ul style="list-style-type: none"> - fase di completamento del pozzo: - apertura dei livelli produttivi, - discesa in pozzo della batteria di produzione (tubi di piccolo diametro per la messa in produzione del livello o dei livelli produttivi), 	*

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	<ul style="list-style-type: none"> - valvole per il controllo dell'erogazione e di sicurezza - installazione sulla testa pozzo della croce di produzione (sistema di valvole di sicurezza per permettere l'erogazione controllata degli idrocarburi) - allaccio al sistema di sicurezza e a quello di produzione 	
Tecniche di recupero facilitato del petrolio: Improved Oil Recovery (IOR)	<p>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.</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 - Gas naturale, non miscibile nell'olio, iniettato nella parte alta del giacimento per sfruttare l'azione della gravità sul meccanismo dello spiazzamento 	
Tecniche di recupero migliorato del petrolio: Enhanced Oil Recovery (EOR)	<p>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.</p> <ol style="list-style-type: none"> 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"> - <u>Iniezione di vapore,</u> - <u>Stimolazione ciclica con il vapore,</u> - <u>Combustione in situ</u> 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"> - <u>Idrocarburi miscibili e vicini alla miscibilità,</u> - <u>Azoto,</u> - <u>Biossido di carbonio,</u> - <u>Gas di combustione,</u> - <u>Acqua alternata a gas,</u> - <u>Segregazione geologica delle emissioni gassose (CO2)</u> 3. <u>Processi chimici: si basa sull'iniezione di acqua additivata con opportuni prodotti chimici.</u> 	

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	<ul style="list-style-type: none"> - <u>Iniezioni di polimeri</u> - <u>Soluzioni alcaline/polimeri/tensioattivi</u> - <u>Schiuma</u> - <u>Tensioattivo</u> <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 autorizzata l'attività di reiniezione di acqua di strato mediante l'impiego di alcuni pozzi destinati ad ottimizzare la produzione del campo di Trecate).

Infatti, ciò si può constatare non solo dai riscontri effettuati da questa Amministrazione relativamente allo status attuale (si veda la Tabella *Tabella 2.1-6: Status pozzi di reiniezione nelle concessioni in essere*), ma anche da quanto riportato in letteratura, dove viene chiarito che *“per i giacimenti italiani di petrolio l'iniezione di acqua non si è resa necessaria, data la presenza di una spinta d'acqua naturale sufficiente a realizzare il waterflood come processo primario di coltivazione”*²⁰.

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.

Tale attività è citata anche in letteratura (Chierici, 1978²¹): l'iniezione crestale di gas naturale ad alto tenore di CO₂, ottenuto per separazione dall'olio del vicino giacimento di Gela, ha permesso di aumentare la portata di olio fino a quasi triplicarla, riducendo nel medesimo tempo l'ingresso d'acqua dall'acquifero di fondo, che aveva provocato problemi di water coning.

Infine, si ricorda che in Italia è vietata la tecnica del fracking (fratturazione idraulica) come stabilito dall'art. 144, comma 4-bis, del Decreto Legislativo n. 152/2006 e s.m.i. Ai fini della tutela delle acque sotterranee dall'inquinamento e per promuovere un razionale utilizzo del patrimonio idrico nazionale, tenuto anche conto del principio di precauzione per quanto attiene al rischio sismico e alla prevenzione di incidenti rilevanti, nelle attività di ricerca o coltivazione di idrocarburi rilasciate dallo Stato sono vietati la ricerca e l'estrazione di shale gas e di shale oil e il rilascio dei relativi titoli minerari. A tal fine è vietata qualunque tecnica di iniezione in pressione nel sottosuolo di fluidi liquidi o gassosi, compresi eventuali additivi, finalizzata a produrre o favorire la fratturazione delle formazioni rocciose in cui sono intrappolati lo shale gas e lo shale oil.

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

²⁰ Chierici, G.L. (1978). Processi di recupero secondario e terziario nei giacimenti petroliferi, esame critico dello stato attuale della tecnica. <http://www.pionierieni.it/wp/wpcontent/uploads/GIAC-153-Recupero-secondario-e-terziario.-G.-L.-Chierici-1978-primaparte.pdf> (Pag.26)

²¹ Chierici, G.L. (1978). Principi di ingegneria dei giacimenti petroliferi, volume 2, pag.432

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.

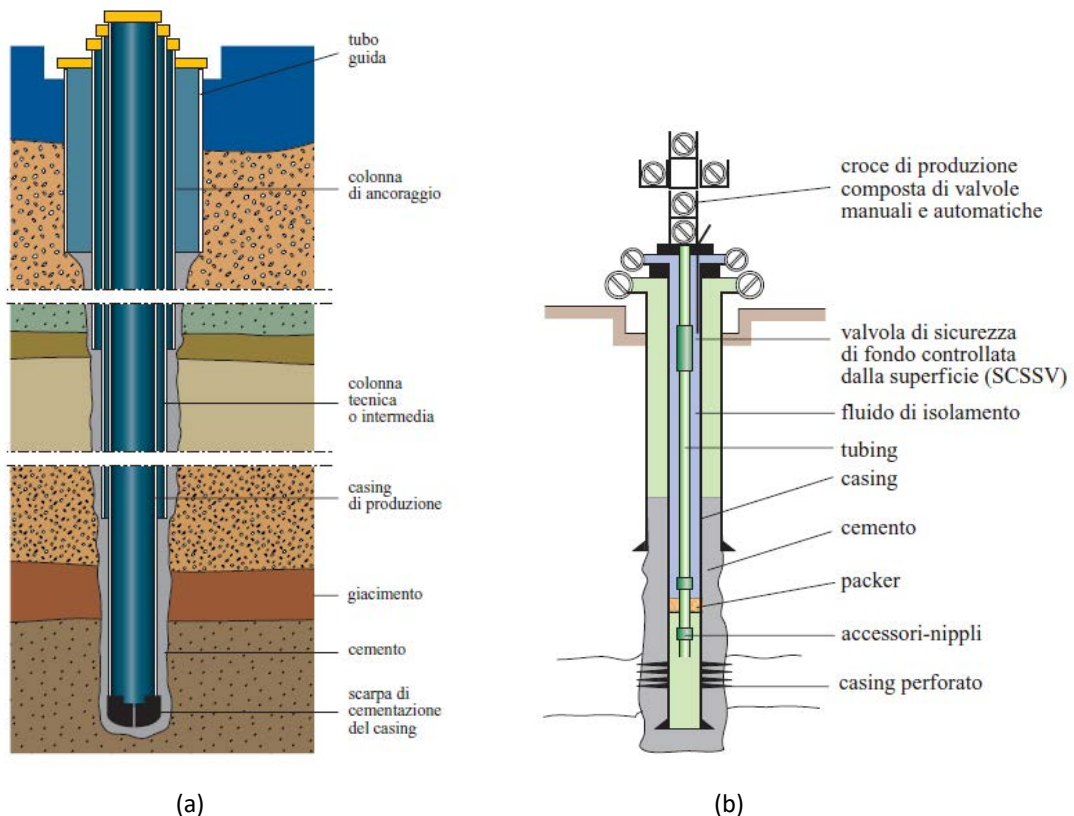


Figura 2.1-9: Sezione schematica di (a) un pozzo con rivestimento (casing) e (b) pozzo con rivestimento (casing) e completamento (tubing) [Fonte: Enciclopedia Idrocarburi Treccani]



(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 (recante *“Attuazione della direttiva 2013/59/Euratom, che stabilisce 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.*

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, 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 e s.m.i., 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.²²

²² 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

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 n. 239/2004 fa riferimento alla sola reiniezione delle acque di strato. L'articolo 82 sexies della citata legge 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 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." Si segnala che non è stata rilasciata finora alcuna autorizzazione in tal senso.

Infine, per le attività estrattive che comportano la reiniezione dei fluidi, si riporta per completezza quanto suggerito dagli "Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche, 2014": *al fine di ridurre al minimo il potenziale impatto, per queste attività si raccomanda di:*

1. *preservare il carico naturale originale, mantenendo il bilancio di fluidi estratti e reiniettati il più vicino possibile allo zero;*
2. *mantenere la pressione di reiniezione il più possibile vicina a quella originale naturale, comunque da valutare in base ai test di iniettività.*

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

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

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)
AGOSTINO 021 DIR	Scarico sottosuolo	nel Aperto e in esercizio (in prorogatio)	MITE - DG CreSS	Istanza di rinnovo n. 763 del 2013
AMELIA 003 DIR	Scarico sottosuolo	nel Aperti in prorogatio, attualmente non utilizzati per reiniezione sospesa	MITE - DG CreSS	Istanza di rinnovo n. 579 del 2014
AMELIA 006 DIR				
AMELIA 010 DIR				
AMELIA 012 DIR				
ANGELINA 001 APPR A	Scarico sottosuolo	nel Aperto - in esercizio	Regione Emilia Romagna	Autorizzazione in corso - DET-AMB-2021-455 del 01/02/2021
BARBARA 052 DIR	Scarico sottosuolo	nel Aperto - in esercizio	MITE - DG CreSS	Autorizzazione in corso: PNM.n20719.28-09-2017
BARBARA 059 DIR C	Scarico sottosuolo	nel Non allacciato, in attesa di autorizzazion	MITE - DG CreSS	Istanza di autorizzazione n.993 del 06/08/2019

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

			e		
BARBARA NORD 006 DIR	Scarico sottosuolo	nel	Aperti - in esercizio (in prorogatio)	MITE - DG CreSS	Istanza di rinnovo n. 791 del 24/06/2019
BARBARA NORD 013 DIR					
CAVIAGA 057	Scarico sottosuolo	nel	Chiuso - in attesa di chiusura mineraria	Regione Lombardia	Autorizzazione: decreto n. 14988 del 5 agosto 2002. Nessun rinnovo. Reinieziona interrotta definitivamente a Settembre 2005
CAVONE 014	Scarico sottosuolo	nel	Aperto - in esercizio	Provincia di Modena	Rinnovo autorizzazione dal 18/12/2015 (prot. GP09-2016E0025 del 19/01/2016)
COSTA MOLINA 002	Scarico sottosuolo	nel	In esercizio	Regione Basilicata	Autorizzazione 75/A/2001/D1010 del 05/09/2001 e successive proroghe - in esercizio
GAGGIANO A	Scarico sottosuolo	nel	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
GAGLIANO 026	Scarico sottosuolo	nel	Aperto	ARTA - DRA - Servizio 1	Istanza di autorizzazione (1465 del 14/11/2016)
GELA 018	Scarico sottosuolo	nel	Aperto	ARTA - DRA - Servizio 1	DDG 727 del 19/08/2019
GELA 025	Scarico sottosuolo	nel	Aperto	ARTA - DRA - Servizio 1	DDG 227 del 03/04/2019
MARIA A TERRA 007	Scarico sottosuolo	nel	Aperti - in esercizio	Città di Fermo	Autorizzazione in corso (provvedimento unico n. 137/2021; provvedimento unico n. 140/2021)
MARIA A TERRA 011					
PALINO 007	Scarico sottosuolo	nel	Chiuso	Provincia Foggia	Autorizzazione 3848 del 06/12/2010 - scaduta non rinnovata - dal 2016 non in esercizio - scollegato

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

PALINO 015	Scarico sottosuolo	nel	Chiuso	Provincia Foggia	Autorizzazione 3827 del 02/12/2010 per 4 anni - scaduta non rinnovata - dal 2016 non in esercizio - scollegato
PISTICCI 009	Scarico sottosuolo	nel	Chiuso	Regione Basilicata	Autorizzazione 2504 del 17/05/1985 - non rinnovata dal 2000 - non in esercizio scollegato
PORTO CORSINI M E 034 DIR	Scarico sottosuolo	nel	Chiuso - in attesa di chiusura mineraria	MITE - DG CreSS	Nessun rinnovo. Piattaforma non più attiva. Interruzione reiniezione nel 2001.
PORTO CORSINI MARE W 023 DIR	Scarico sottosuolo	nel	Aperti in esercizio	MITE - DG CreSS	Autorizzazione in corso: n. 14000 del 25/06/2018
PORTO CORSINI MARE W 029 DIR					
PORTO GARIBALDI 018 DIR	Scarico sottosuolo	nel	Aperto e in esercizio (in prorogatio)	MITE - DG CreSS	Istanza di rinnovo 581 del 27/06/2014
RAGUSA 008	Scarico sottosuolo	nel	Aperto	ARTA - DRA - Servizio 1	Istanza di autorizzazione (546 del 26/03/2018)
RAGUSA 015	Scarico sottosuolo	nel	Aperto	ARTA - DRA - Servizio 1	Istanza di autorizzazione (545 del 26/03/2018)
ROSETO 002	Scarico sottosuolo	nel	Chiuso	Provincia Foggia	Autorizzazione 901 del 30/03/2011 per 4 anni, scaduta non rinnovata - non in esercizio - scollegato
SPILAMBERTO 009	Scarico sottosuolo	nel	Chiuso	Provincia di Modena	Non in esercizio - Determina 133 del 2011
TORRENTE TONA 001 DIR	Scarico sottosuolo	nel	Aperto	Regione Molise	Autorizzazione in corso. Determinazione Dirigenziale n. 1871 in data 08/05/2019
TRECCATE 002*	Scarico sottosuolo (recupero secondario)	nel	Aperto attualmente non utilizzato;	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot. n. 7882 del 04-03-2016

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

		attività iniziata nel 2005 e sospesa a febbraio 2012		
TRECATE 012*	Scarico nel sottosuolo (recupero secondario)	Aperto attualmente non utilizzato; attività iniziata nel 1996 e sospesa a dicembre 2014	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot. n. 7882 del 04-03-2016
TRECATE 013 DIR*	Scarico nel sottosuolo (recupero secondario)	Aperto attualmente non utilizzato; attività iniziata nel 1997 e sospesa a giugno 2016	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot. n. 7882 del 04-03-2016
TRECATE 023*	Scarico nel sottosuolo (recupero secondario)	Chiuso; attività iniziata nel 2002 e sospesa ad aprile 2008	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot. n. 7882 del 04-03-2016
TRECATE B	Scarico nel sottosuolo	Aperto attualmente non utilizzato	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot. n. 7882 del 04-03-2016
TRECATE C	Scarico nel sottosuolo	Aperto - In esercizio	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot. n. 7882 del 04-03-2016

* Questi pozzi inizialmente produttori dalla Dolomia Conchodon (Reservoir superiore) del giacimento Villafortuna - Trecate sono stati successivamente riconvertiti a Water Injection per smaltimento delle acque di giacimento e recupero secondario. I pozzi utilizzati per l'iniezione, a partire dal 1996, sono il Trecate 12, 13, 22 e 23 cui si è aggiunto a partire dal 2005 anche il pozzo Trecate 2. Tutti i pozzi, tranne il 22, sono attualmente autorizzati dalla Provincia di Novara con Decreto AUA rilasciato nel 2016. L'operatore asserisce di non prevedere in futuro l'utilizzo dei pozzi che reiniettano nella formazione Dolomia Conchodon, ma di stare valutando la possibilità di convertire questi pozzi per altri scopi (nell'ambito degli studi finalizzati ad utilizzare il giacimento eventualmente ai fini dello sfruttamento della risorsa geotermica).

La **verifica dello stato di integrità dei pozzi (Well Integrity)** viene effettuata dai singoli operatori, ognuno dei quali segue un proprio sistema di gestione, in accordo con quanto previsto dalle ISO/TS 16530 (Well integrity for the operational phase) e NORSOK D-010 (Well integrity in drilling and well operations).

In generale, si procede con il costante monitoraggio dei pozzi mediante la raccolta e l'analisi dei dati (intervalli perforati/open hole, dati di completamento, caratteristiche delle safety valve, wellhead e Xmas Tree, livelli produttivi, gradienti di fratturazione, dati storici di pressione). Una volta preparato lo schema per ciascun pozzo, si accerta che gli elementi che costituiscono le barriere di sicurezza primaria e secondaria (WBE) svolgano la loro funzione:

- Barriera Primaria: primo insieme di WBE che impediscono il flusso da una sorgente;
- Barriera Secondaria: secondo insieme di WBE che impediscono il flusso da una sorgente (nel caso in cui fallisca la barriera primaria).

In dettaglio, si procede con l'esecuzione dei test di scarico e risalita della pressione negli anulari (Bleed-Off/Build-Up) e relativa analisi.

Si definisce quindi il **livello di criticità preliminare**, mediante il calcolo di alcuni parametri quali:

- Maximum Allowable Annular Surface Pressure (MAASP): "pressione massima misurata a testa pozzo che un'intercapedine può contenere senza compromettere l'integrità di qualsiasi elemento di tale intercapedine, comprese eventuali formazioni esposte";
- Maximum Allowable Wellhead Operating Pressure (MAWOP): "pressione massima stabilita per ciascun anulare per fornire un margine di sicurezza operativo rispetto al limite ultimo di integrità, indicato dalla relativa MAASP, e garantire un tempo sufficiente per attivare azioni correttive.

Viene quindi individuato il livello di criticità preliminare determinato dal confronto tra la Surface Casing Pressure (SCP) misurata in ciascun anulare e la relativa MAWOP, dall'analisi dei risultati dei BO/BU test e dalle caratteristiche costruttive del pozzo.

Una volta eseguita l'analisi dei rischi per i pozzi con criticità preliminare da media ad alta, viene poi definito **il livello di criticità finale dei pozzi**, dato dal più alto livello di rischio degli scenari associati.

A questo punto l'operatore, per ciascun pozzo con livello di criticità finale da medio ad alto, propone azioni di rimedio finalizzate a ridurre il livello di rischio.

Segue poi la fase di Manutenzione e Monitoraggio con la proposta di specifici programmi e relativa gestione operativa.

Infine, quando si esaurisce l'interesse minerario per un pozzo produttivo, quando cioè non esiste 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 s'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 (art. 29-sexies del D.lgs 152/06) 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 secondo l'art. 29-octies, c. 1, del D.lgs. 152/06, sul rinnovo e riesame di tale tipologia di autorizzazione, l'autorità competente riesamina periodicamente l'autorizzazione integrata ambientale, confermando o aggiornando le relative condizioni. Il comma 3 del medesimo articolo prevede che *"Il riesame con valenza, anche in termini tariffari, di rinnovo dell'autorizzazione è disposto sull'installazione nel suo complesso: a) entro quattro anni dalla data di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea delle decisioni relative alle conclusioni sulle BAT riferite all'attività principale di un'installazione; b) quando sono trascorsi 10 anni dal rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale o dall'ultimo riesame effettuato sull'intera installazione. 4. Il riesame è inoltre disposto, sull'intera installazione o su parti di essa, dall'autorità competente, anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale, comunque quando: a) a giudizio dell'autorità competente ovvero, in caso di installazioni di competenza statale, a giudizio dell'amministrazione competente in materia di qualità della specifica matrice ambientale interessata, l'inquinamento provocato dall'installazione è tale da rendere necessaria la revisione dei valori limite di emissione fissati nell'autorizzazione o l'inserimento in quest'ultima di nuovi valori limite, in particolare quando è accertato che le prescrizioni stabilite nell'autorizzazione non garantiscono il conseguimento degli obiettivi di qualità ambientale stabiliti dagli strumenti di pianificazione e programmazione di settore; b) le migliori tecniche disponibili hanno subito modifiche sostanziali, che consentono una notevole riduzione delle emissioni; c) a giudizio di una amministrazione competente in materia di igiene e sicurezza del lavoro, ovvero in materia di sicurezza o di tutela dal rischio di incidente rilevante, la sicurezza di esercizio del processo o dell'attività richiede l'impiego di altre tecniche; d) sviluppi delle norme di qualità ambientali o nuove disposizioni legislative comunitarie, nazionali o regionali lo esigono; e) una verifica di cui all'articolo 29-sexies, comma 4-bis, lettera b), ha dato esito negativo senza evidenziare violazioni delle prescrizioni autorizzative, indicando conseguentemente la necessità di aggiornare l'autorizzazione per garantire che, in condizioni di esercizio normali, le emissioni corrispondano ai "livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili"*.

Il rispetto delle condizioni espresse attraverso l'Autorizzazione Integrata Ambientale (art. 29-decies del D.lgs. 152/06) costituisce certamente la massima garanzia affinché i potenziali impatti connessi non si verifichino; è essenziale che il controllo da parte delle Autorità preposte, volto ad accertare il rispetto delle condizioni definite attraverso l'AIA, sia pienamente e compiutamente condotto, a garanzia del rispetto dell'ambiente e della salute pubblica. Si richiama che secondo il comma 10 dell'art. 29-decies del D.lgs. 152/06 *"in caso di inosservanza delle prescrizioni autorizzatorie, l'autorità competente, ove si manifestino situazioni di pericolo o di danno per la salute, ne dà comunicazione al sindaco ai fini dell'assunzione delle eventuali misure ai sensi dell'articolo 217 del regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265"*. Inoltre, ai sensi di quanto previsto dall'art 29-decies comma 11-ter, *"Il periodo tra due visite in loco non supera un anno per le installazioni che presentano i rischi più elevati, tre anni per le installazioni che presentano i rischi meno elevati, sei mesi per installazioni per le quali la precedente ispezione ha evidenziato una grave inosservanza delle condizioni di autorizzazione. Tale periodo è determinato, tenendo conto delle procedure di cui al comma 11-bis, lettera d), sulla base di una valutazione sistematica effettuata dalla Regione o dalla Provincia autonoma sui rischi ambientali delle installazioni interessate, che considera almeno: a) gli impatti potenziali e reali delle installazioni interessate sulla salute umana e sull'ambiente, tenendo conto dei livelli e dei tipi di emissioni, della sensibilità dell'ambiente locale e del rischio di incidenti; b) il livello di osservanza delle condizioni di autorizzazione; c) la partecipazione del gestore al sistema dell'Unione di ecogestione e audit (EMAS) (a norma del regolamento (CE) n. 1221/2009)."*

Stante quanto sopra, si evidenzia che il PITESAI e la relativa VAS, costituiranno quadro di riferimento per i progetti e le relative VIA.

Gestione dei rifiuti

I rifiuti che derivano dalle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, compresi quelli conseguenti la 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).

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	05 01 06*

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

impianti e apparecchiature	
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*
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*".

Scarichi idrici

In generale, le acque prodotte durante l'esercizio degli impianti del settore *upstream*, gestite separatamente per tipologia, sono le seguenti:

- acque semioleose e potenzialmente oleose;
- acque bianche;
- acque di processo;
- acque nere.

Le acque semioleose sono le acque piovane, accidentalmente inquinate da prodotti oleosi, derivanti dalle aree cordolate e dai bacini di contenimento degli impianti e vengono convogliate, assieme alle acque di prima pioggia derivanti da strade, piazzali ed aree pavimentate, all'Unità "Impianto di recupero olio" (c.d. "disoleatore"). Successivamente, nel caso di impianto a terra queste acque vengono inviate (come acque reflue industriali), tramite apposita rete fognaria, all'impianto di depurazione consortile, oppure presso i corpi idrici ricettori previa specifica autorizzazione ambientale rilasciata dalla Provincia o dal Comune competente.

In dettaglio, l'acqua trattata nell'Unità, è stoccata in serbatoio e sottoposta ad analisi per verificare il rispetto dei limiti definiti dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. Parte III, Allegato 5, tabella III. Se i valori dei parametri rispettano i limiti, l'acqua viene periodicamente scaricata, con frequenza circa giornaliera, nella rete fognaria consortile (o in fognatura) o nel corpo idrico recettore. Se i valori dei parametri superano i limiti di legge, l'acqua presente nel serbatoio di stoccaggio è inviata nuovamente alla vasca di accumulo per essere sottoposta nuovamente a trattamento, oppure viene inviata allo smaltimento come rifiuto.

Nel caso di produzione dei fluidi a mare, le acque meteoriche potenzialmente inquinate e i reflui oleosi derivanti dagli spurghi degli impianti, vengono raccolti mediante un sistema di drenaggi presente sulla piattaforma, stoccati in un serbatoio e periodicamente trasportati a terra via supply vessel per lo smaltimento.

Le acque bianche (acque chiare), per gli impianti a terra, vengono raccolte in apposita rete dedicata ed in corrispondenza della vasca di raccolta, prima dello scarico nella fogna consortile (o in fognatura) o nel

corpo recettore, viene analizzato il loro contenuto d'olio ed eventualmente inviate all'unità di trattamento acque semioleose.

Sulla piattaforma, le acque meteoriche che ricadono in aree non contaminate, vanno a dispersione in mare.

Le acque di processo sono costituite da:

- acque di strato, associate agli idrocarburi liquidi e provenienti da opportuni trattamenti;
- acque separate come condensati e provenienti dagli impianti di trattamento degli idrocarburi gassosi.

Per gli impianti a terra, le acque di processo sono trattate nell'apposita "Unità" per poter essere reiniettate in unità geologiche profonde ove possibile, oppure inviate allo smaltimento tramite camion-cisterne, o nel caso in cui rispettino i limiti, scaricate nel corpo idrico ricettore o in fognatura.

Per gli impianti a mare, le acque di processo seguono il trattamento per poter essere reiniettate in unità geologiche profonde o scaricate in mare, se rispettano i limiti previsti dalla legge, oppure portate mediante condotta a terra assieme al fluido prodotto per poter essere poi opportunamente smaltite come rifiuti.

Per le acque nere (acque sanitarie) provenienti dagli edifici civili presenti in impianto, provenienti esclusivamente dai servizi igienici e tenuti rigorosamente separati da effluenti di altra natura, sono convogliati in vasche di sedimentazione tipo Imhoff. I fanghi prodotti nella vasca settica sono smaltiti come rifiuto mentre la frazione liquida surnatante viene smaltita nella fognatura consortile oppure in fognatura o in corpo idrico recettore rispettando i limiti previsti dalla normativa.

Inoltre, sulla piattaforma sono utilizzate anche le acque di raffreddamento che hanno uno scarico dedicato. L'acqua utilizzata per il raffreddamento è acqua di mare, prelevata, filtrata ed inviata agli scambiatori per il raffreddamento del gas compresso. Il sistema di raffreddamento a fine ciclo scarica in mare la stessa quantità di acqua prelevata. Tali acque rispetto al punto di prelievo, possono subire un incremento di temperatura che non deve in genere superare i 35°C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3°C oltre i 1000 m di distanza dal punto di immissione.

Si precisa che le acque di raffreddamento non vengono in alcun modo in contatto con gli idrocarburi prodotti.

Per completezza, si riporta di seguito anche quanto previsto dalla normativa (Decreto Ministeriale 28 luglio 1994 - Ministero dell'ambiente – "Determinazione delle attività istruttorie per il rilascio dell'autorizzazione allo scarico in mare dei materiali derivanti da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti idrocarburi liquidi e gassosi"), in merito agli scarichi consentiti e quelli non autorizzabili nelle acque del mare.

In dettaglio, sono consentiti gli scarichi:

- a) detriti e fanghi derivanti da perforazioni effettuate mediante l'impiego di fanghi a base acquosa;
- b) detriti derivanti da perforazioni effettuate mediante l'impiego, dimostrato necessario per motivi tecnici e di sicurezza, di fanghi come definiti al precedente punto 3, lettera b), nonché dei detriti derivanti dalla perforazione di strati mineralizzati ad olio, purché in entrambi i casi il contenuto in

olio minerale, all'atto dello scarico, non risulti superiore al 10% in peso, come valore medio calcolato su base secca, rispetto al peso dei detriti contaminati dagli olii;

- c) delle acque di formazione e/o di processo con un contenuto massimo in olii minerali non superiore a 40 mg/l, determinato con metodo spettrofotometrico I.R. (infrarosso) o con altro metodo ad esso calibrato;
- d) acque provenienti dal trattamento e lavaggio dei detriti di cui al punto 3, lettera c), purché aventi un contenuto medio di olii minerali non superiore a 10 mg/l ed un contenuto massimo non superiore a 15 mg/l, determinato con i metodi di cui alla precedente lettera c).

Invece, fermi restando i divieti di scarico in mare dei rifiuti indicati dall'art. 62, primo e terzo comma del decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 e della delibera del Comitato interministeriale per la tutela delle acque dall'inquinamento del 7 gennaio 1986, è vietato lo scarico in mare di:

- a) detriti e relative acque di trattamento e/o lavaggio derivanti da perforazioni effettuate mediante l'impiego di fanghi a base di olii diesel o comunque o di pari o superiore tossicità;
- b) detriti derivanti dalla perforazione di strati mineralizzati ad olio nonché di detriti derivanti da perforazioni effettuate con fanghi a base oleosa diversi da quelli definiti alla precedente lettera a) ed aventi un contenuto in olii minerali superiore ai limiti indicati al punto 4, lettera b);
- c) acque di trattamento e lavaggio di detriti di cui alla precedente lettera b) aventi un contenuto in olii minerali superiore ai limiti di cui al punto 4, lettera d);
- d) acque di formazione o di processo aventi contenuti in olii minerali superiori ai limiti indicati al punto 4, lettera c);
- e) liquami oleosi ed acque di sentina prodotti e raccolti sulla piattaforma;
- f) componenti di fanghi di perforazione non utilizzati o non più utilizzabili e di ogni altro materiale d'uso nelle operazioni di perforazione o di produzione il cui scarico non sia espressamente consentito nei casi previsti al punto 4.

Nel caso in cui si verificano scarichi non autorizzati o si rilevi il superamento dei limiti tabellari previsti dal Decreto Legislativo 152/2006 e s.m.i. in merito al tema in oggetto, è prevista l'applicazione di specifiche sanzioni amministrative (artt. 133 -136) e sanzioni penali (artt. 137 – 140).

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 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 della applicazione del PITESAI e delle attività ad esso conseguenti, 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 si farà 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. n. 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 (DG 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 destinerà alle finalità del monitoraggio ambientale conseguente al PITESAI anche le risorse umane e strumentali della Sezione dei Laboratori chimici, mineralogici e servizi tecnici della DGISSEG.

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, saranno attuate anche in chiave di intervento sinergico al fine di potenziare anche le attività di controllo ambientale afferenti al sistema SNPA.

Il MiTE implementerà le dovute verifiche in merito alle valutazioni degli effetti derivanti dall'attuazione del presente Piano, e potrà valutare la possibilità di sensibilizzare la tematica della integrazione dei dati derivanti dalle attività di monitoraggio ambientale-sanitario tramite la promozione di collaborazioni inter-istituzionali con le Regioni e le autorità di controllo territoriali, stante che la creazione di sinergie tra politiche sanitarie e ambientali sembrerebbe essere al di fuori delle competenze del PiTESAI, per cui non attuabile.. Il MiTE potrà promuovere tramite specifici protocolli lo sviluppo di metodi condivisi di comunicazione delle informazioni, definendo le modalità e gli strumenti di scambio dei dati tra le Pubbliche Amministrazioni competenti nel rilascio delle autorizzazioni VIA e AIA (Ministero della Transizione Ecologica e Regioni) e le Autorità di Controllo competenti in campo ambientale (ISPRA e ARPA) e sanitario (SSN).

La DGISSEG del MiTE, quale autorità proponente il Presente Piano, verificherà altresì la praticabilità della richiesta derivante dalla procedura di VAS di farsi promotore presso le Regioni (Autorità competenti) di protocolli d'intesa e accordi di collaborazione istituzionale volti a consentire la rapida messa in atto delle operazioni di caratterizzazione -ed eventuale successiva bonifica secondo quanto disciplinato al Titolo V parte IV del D. Lgs. 152/2006- e di ripristino dello stato dei luoghi, nei casi riguardanti i pozzi che saranno oggetto di chiusure minerarie a seguito dell'attuazione del Piano. Risulta infatti che la stessa DGISSEG ad inizio settembre 2021 ha presentato, per la prossima legge di bilancio, specifica proposta di norma primaria, che potrà essere proposta al Parlamento, con la quale si conferma l'obbligo e le responsabilità dell'operatore di chiudere e dismettere le infrastrutture una volta cessato il loro uso, anche qualora venisse nominato custode, una volta cessato il titolo minerario; essa inoltre specifica che il rilascio di nuove autorizzazioni sarà condizionato alla presentazione di idonee fidejussioni a garanzia dei recuperi e ripristini ambientali, imponendo tale obbligo anche ai titoli in corso di vigenza, per i quali non sono previste nuove autorizzazioni. Essa propone anche 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.

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 siano applicati 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 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>), ed in particolare raccomanda in via generale per le attività estrattive che comportano la reiniezione dei fluidi, di preservare il carico naturale originale, mantenendo il bilancio di fluidi estratti e reiniettati il più vicino possibile allo zero e mantenere la pressione di reiniezione il più possibile vicina a quella originale naturale, comunque da valutare in base ai test di iniettività (per dettagli sulla reiniezione si rimanda al paragrafo precedente).

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).

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 sottterraneo dei fluidi di strato separati dagli idrocarburi prodotti; (ii) allo stoccaggio di gas naturale in sottterraneo”* (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 m³ 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. Tale Accordo è in corso di preparazione per il rinnovo con la Regione Basilicata e permetterà pertanto di svolgere di intesa con la Regione le attività di monitoraggio per le attività di coltivazione presenti nel suo territorio.

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					
	Sismico	Deformazione del suolo			Pressioni di poro	Attività
		Geodetico GNSS	InSAR	Livellazioni geodetiche di precisione		
CELLINO STOCCAGGIO	X	X	X		X	Stoccaggio di gas naturale

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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
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, gli accordi siglati sinora sono stati avviati tuttavia in via transitoria²³ individuando di volta in volta con accordo tra le parti, la

²³ **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".

Struttura Preposta al Monitoraggio (SPM) che per questi siti è in capo a INGV, con l'eccezione della sola concessione geotermica di Ferrara, utilizzando un fondo regionale/comunale.

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 dello Transizione Ecologica – MITE, mediante apposito intervento normativo. A tal riguardo è stata presentata più volte, in fase di stesura della legge di bilancio, la relativa proposta normativa senza tuttavia esiti positivi; la proposta è stata reiterata anche per la legge di bilancio attualmente in fase di predisposizione, considerando la necessità per il Ministero di dare puntuale attuazione, in un ottica di potenziamento delle attività esistenti, a quanto previsto dagli ILG.**

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).

Si sottolinea, inoltre, che per quanto riguarda l'impatto delle attività di coltivazione di idrocarburi e di stoccaggio, la subsidenza è un parametro già monitorato da diversi anni dagli operatori e dalle Amministrazioni ai sensi delle prescrizioni rilasciate in ambito di VIA (ex MISE e MATTM). In particolare, per quanto riguarda le concessioni a terra, molte concessioni di stoccaggio di gas naturale e alcune di produzione di idrocarburi svolgono il monitoraggio della subsidenza attraverso l'utilizzo di una rete di livellazione, di GPS e attraverso analisi INSAR. In aggiunta, in alcune di queste è stata avviata la sperimentazione ai sensi degli ILG (es. Minerbio, Casaglia, Mirandola). Per quanto riguarda le concessioni di

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.”*

produzione a mare, per ottemperare alle prescrizioni di VIA, viene svolto uno specifico monitoraggio: le società, oltre a fornire annualmente i dati di misura della subsidenza sulla piattaforma, confrontano i dati registrati con un modello previsionale fornito alle Amministrazioni e costantemente aggiornato al fine di verificare che non vi siano significativi scostamenti del tasso di velocità di subsidenza registrato. Infine, considerata la difficoltà di poter stimare il contributo della subsidenza dovuta alle attività minerarie rispetto alla subsidenza totale (generata da diversi fattori sia naturali che antropici), sono stati avviati già da alcuni anni, nell'ambito del programma di ricerca CLYPEA promosso dalla DGISSEG, diversi progetti di studio con università e centri di ricerca, volti a migliorare l'approccio metodologico e stabilire dei criteri tecnici per poter discriminare i diversi contributi. Allo stato attuale delle conoscenze, non è possibile, infatti, dare un riscontro unico e definitivo sul contributo delle attività di coltivazione alla subsidenza totale registrata in un'area, in quanto sono anche necessari studi di carattere sito-specifico (ad es. attraverso modellazioni geomeccaniche del giacimento).

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" per qualunque motivo (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
Pozzi	X	X	**	Chiusura mineraria rimozione testa pozzo
Area Pozzo		X	**	Smantellamento delle infrastrutture, Ripristino ambientale e/o rifunzionalizzazione dell'area
Piattaforma o Testa pozzo sottomarina	X		**	Chiusura mineraria e rimozione della testa pozzo
Impianti di compressione	X	X	*	Rimozione (ed eventuale ricondizionamento)
Centrale di trattamento	X	X	*	Rimozione o rifunzionalizzazione dell'area
Condotte esterne	X	X	**	Rimozione e riciclo dei materiali
Condotte interrato		X	*	Inertizzazione, rimozione e riciclo dei

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

				materiali o rifunzionalizzazione
Condotte sottomarine	X		**	Inertizzazione, rimozione e riciclo dei materiali o rifunzionalizzazione
Altre facilities (centri di ricerca e laboratori, alloggi, uffici, magazzini, ...)	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, a partire dal Regio Decreto 1443/1927, 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.

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 (che potrebbe non essere il MITE, ma ad esempio il MIMS per un utilizzo legato al traffico navale, o il MIPAAF nel caso di un utilizzo per acquacoltura) 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 in quelli 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.**

Constata, 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.

Il contenuto di tali aggiornamenti sarà inserito in un decreto ministeriale di modifica delle Linee Guida che sarà emanato entro tre mesi dalla adozione del PITESAI.

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.

Inoltre, in base all'attuale procedura autorizzativa, alla cessazione del titolo minerario (scadenza, rinuncia, decadenza, etc.) il programma di ripristino dell'area impegnata dalla precedente attività mineraria è autorizzato dai competenti Uffici del Ministero, previa intesa, per la terraferma, con la Regione territorialmente interessata; nell'ambito di tale programma, ai sensi del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., viene

fatto quanto previsto, quindi rimozione impianti e facilities minerarie, caratterizzazione ed eventuale bonifica.

Anche l'autorizzazione alla perforazione viene rilasciata d'intesa con la Regione, per le attività in terraferma, e previa VIA; pertanto nell'ambito dei "singoli" procedimenti possono, già oggi, essere indicate eventuali previsioni di "monitoraggi ambientali" ad hoc ove si ritenessero necessari e con le opportune motivazioni; per contro, inserire una previsione generalizzata in tal senso, in sede di PiTESAI, sembra eccessivo e comporterebbe un aggravio procedimentale, tra l'altro di difficile applicazione per la parte offshore; alcune "sperimentazioni" di monitoraggio ambientale già in essere non risultano essersi rivelate del tutto efficienti e funzionali allo scopo.

In ogni caso, sussistono attualmente specifiche competenze istituzionali per i controlli ambientali in capo alla Regione, e per quelli minerari in capo alle Sezioni UNMIG del MITE²⁴, che già consentono di "monitorare" le varie fasi delle attività.

Si rappresenta che sia per le attività già in essere che in sede di richiesta delle autorizzazioni per lo svolgimento di nuove attività previste nel programma dei lavori approvato, riguardo i permessi di prospezione, di ricerca e concessioni di coltivazione le società (in base a specifiche disposizioni normative di rango secondario che tuttavia sono state proposte per l'inserimento come norma primaria nella legge di bilancio 2022 in modo da rendere le prescrizioni più cogenti) devono presentare idonee fidejussioni bancarie o assicurative commisurate al valore delle opere di recupero ambientale, salvo che dette società, o eventualmente le relative società controllanti, abbiano un patrimonio netto superiore a 10 milioni di euro.

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, come detto, 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 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.

Inoltre, si specifica a tal proposito che la DGISSEG ha già trasmesso all'Ufficio Legislativo del MITE ad inizio settembre 2021, per l'inserimento nella legge di bilancio 2022, una specifica proposta di norma primaria, che potrà essere proposta al Parlamento, con la quale si conferma l'obbligo e le responsabilità dell'operatore di chiudere e dismettere le infrastrutture una volta cessato il loro uso, anche qualora venisse

²⁴ La verifica degli impianti rientra tra le attività di controllo delle condizioni di sicurezza degli stessi effettuate dalle Sezioni UNMIG oltre che dall'operatore. Oltre ai controlli svolti durante le attività usuali, le Sezioni UNMIG possono intervenire anche su indicazione dell'Operatore o di terzi, qualora si riscontrino o si potrebbero riscontrare dei malfunzionamenti. Le Sezioni UNMIG possono intervenire analizzando la situazione e nel caso, qualora necessario, intervengono emanando gli opportuni provvedimenti, secondo quanto previsto dalla normativa di polizia mineraria.

nominato custode, una volta cessato il titolo minerario; essa inoltre specifica che il rilascio di nuove autorizzazioni sarà condizionato alla presentazione di idonee fideiussioni a garanzia dei recuperi e ripristini ambientali, imponendo tale obbligo anche ai titoli in corso di vigenza, per i quali non sono previste nuove autorizzazioni. Essa propone anche 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.

In ogni caso, non si ritiene opportuno, o meglio risolutivo, 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 "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 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. Anche la considerazione emersa in sede di VAS circa l'introduzione di una sorta di "numero chiuso" di piattaforme presenti nell'offshore italiano, quale "criterio di invarianza" tra strutture che saranno dismesse e quelle da realizzare, perde di significato in quanto non è in pratica prevista, per l'applicazione dei criteri restrittivi sulle aree marine aperte alla ricerca e coltivazione di idrocarburi presenti nel Piano, l'installazione di ulteriori infrastrutture fisse in mare in numero significativo.

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.

Un'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 CO₂ o di idrogeno.

Il presente piano, in accordo con la norma che lo istituisce, si limita a descrivere e ipotizzare i possibili utilizzi delle infrastrutture solo per gli aspetti di competenza del piano stesso; quindi non si occupa di regolamentare specifici aspetti (es. la sovrappressione) legati a una possibile riconversione di un impianto per usi geotermici o di stoccaggio).

Informazioni disponibili sull'argomento sono riportate 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 giustificano 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 CO₂ (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'H₂ 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 in terraferma.

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 riportati 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) 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.

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 economica, 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 CO₂ E DELL'IDROGENO.

In riferimento alle attività di stoccaggio di CO₂ 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 CO₂ 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'H₂, saranno valutate particolari condizioni sismiche al contorno e contestualizzato il tutto nel quadro di riferimento giuridico attuale.

Nello scorso mese di luglio, si segnala che una associazione di imprese guidata da ENEA ha vinto un bando presso la Agenzia spaziale europea ESA per lo smantellamento in sicurezza di piattaforme petrolifere e di gas, nonché di parchi eolici giunti a fine vita produttiva, oltre a possibili valutazioni di riutilizzo, mediante l'utilizzo di tecnologie innovative, droni, sensori, sistemi IoT e di intelligenza artificiale, per esplorare nuovi campi di applicazione delle tecnologie satellitari. Il progetto, denominato INSURE, prevede una prima fase di studio di fattibilità tecnica ed economica e una successiva fase dimostrativa.

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 CO₂ 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 sviluppate, sia poiché esse non rientrano nell'oggetto specifico di regolamentazione del Piano.

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 settembre 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.

I PERMESSI DI RICERCA DI IDROCARBURI VIGENTI AL 30-09-2021 E LE CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI VIGENTI AL 30-09-2021 SONO RIPORTATI IN ALLEGATO 3 AL PIANO.

MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA
 Direzione generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari
**CARTA DELLE ISTANZE E DEI TITOLI MINERARI ESCLUSIVI PER RICERCA,
 COLTIVAZIONE E STOCCAGGIO DI IDROCARBURI**
<https://unmig.mise.gov.it>
 Situazione al 30 settembre 2021

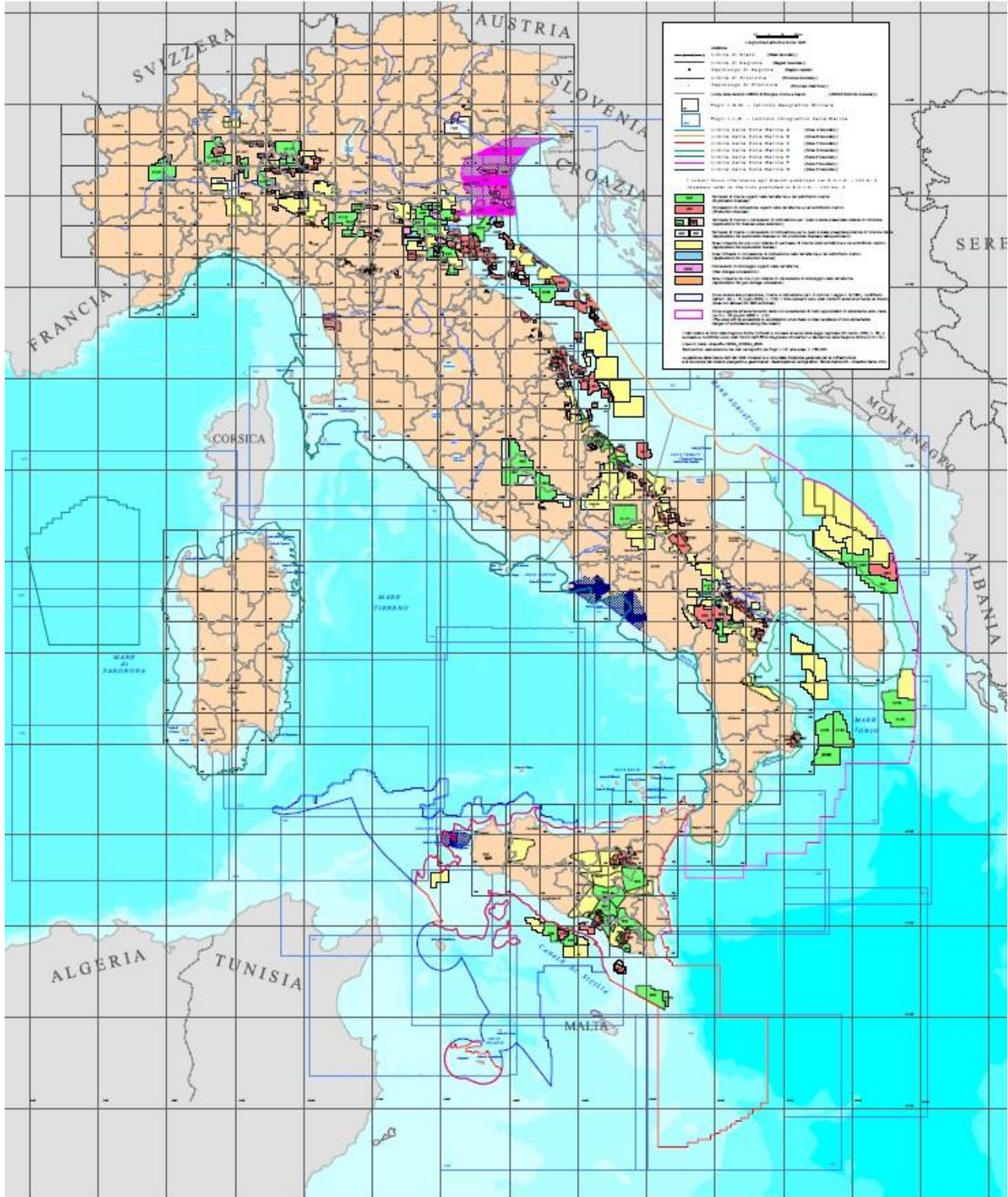


Figura 2.2-1: Carta delle istanze e dei titoli minerari al 30 settembre 2021 [Fonte: MITE-DGISSEG Div. III, 2021]

2.2.1.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 settembre 2021 risultano presentate n. 5 istanze di permesso di prospezione in mare, di cui 2 in corso di valutazione ambientale presso il MITE^{25, 26}.

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 settembre 2021 risultano presentate n. 24 istanze di permesso di ricerca in mare, di cui alcune in corso di valutazione ambientale presso il MITE²⁶.

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 settembre 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).

²⁵ 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.

²⁶ 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 settembre 2021 risultano vigenti n. 20 permessi di ricerca in mare²⁷ per una superficie totale pari a 8.872,10 Km²

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 Km².

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

Zone marine	Permessi al 30 settembre 2021		Permessi al 19 febbraio 2019	
	Numero	Superficie Km ²	Numero	Superficie Km ²
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.

²⁷ <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/elenco-dei-titoli-minerari-vigenti> - Ministero della transizione ecologica-DGISSEG, 2021

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 settembre 2021 risultano vigenti n. 61 concessioni di coltivazione in mare²⁸, per una superficie totale pari a 6.442,45 Km². 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 km², 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 settembre 2021		Concessioni al 19 febbraio 2019	
	Numero	Superficie Km ²	Numero	Superficie Km ²
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.

²⁸ <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/elenco-dei-titoli-minerari-vigenti> - Ministero della transizione ecologica-DGISSEG, 2021

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

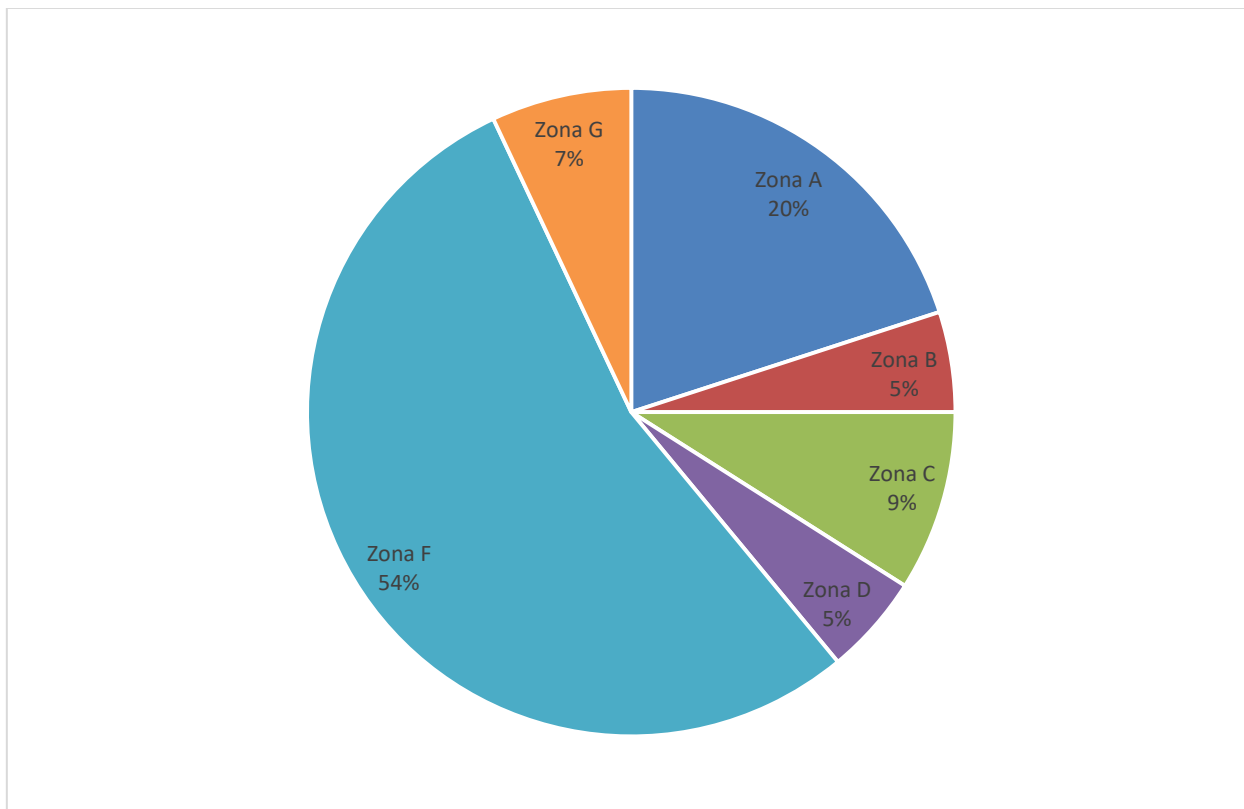


Figura 2.2-2: Distribuzione tra le zone marine delle superfici dei permessi di ricerca al 30 settembre 2021

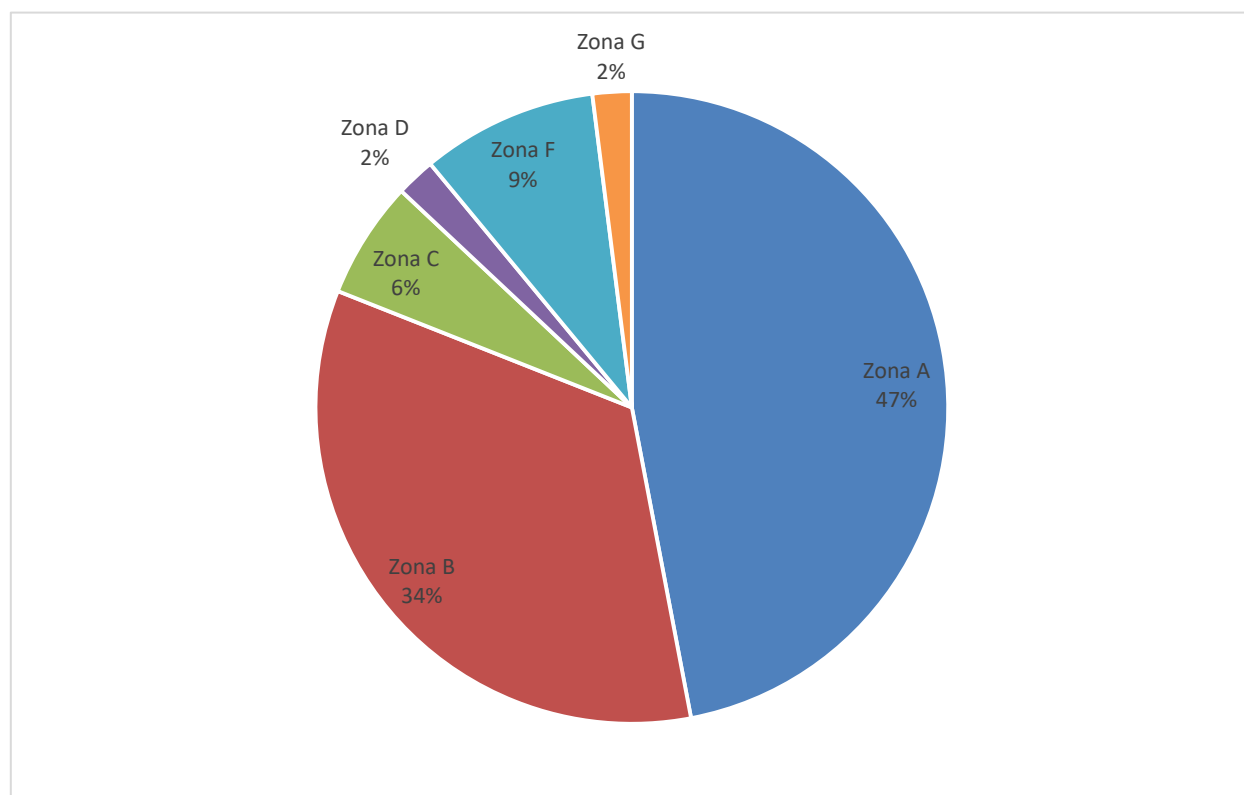


Figura 2.2-3: Distribuzione tra le zone marine delle superfici delle concessioni di coltivazione al 30 settembre 2021

2.2.1.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 settembre 2021 risultano presentate n. 50 istanze di permesso di ricerca in terra, di cui in corso di valutazione ambientale presso il MITE²⁶. A queste vanno conteggiate separatamente anche n. 9 istanze di permesso in Sicilia²⁹.

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 settembre 2021 risultano presentate n. 5 istanze di concessione di coltivazione a terra, di cui in corso di valutazione presso il MITE²⁶. A queste vanno conteggiate separatamente anche n. 2 istanze di concessione in Sicilia⁸.

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.

²⁹ 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 settembre 2021 risultano vigenti³⁰ n. 37 permessi di ricerca in terraferma per un totale di 12.377,61 Km², a cui vanno conteggiati separatamente per la Sicilia³¹ n. 6 permessi di ricerca per complessivi 2.794,12 Km².

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 Km² (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 settembre 2021		Permessi al 19 febbraio 2019	
	Numero	Superficie Km ²	Numero	Superficie Km ²
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.

³⁰ <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

³¹ 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 settembre 2021 risultano vigenti³² n. 111 concessioni di coltivazione in terraferma, per una superficie totale pari a 5.397,44 Km². A queste vanno conteggiate separatamente per la Sicilia n. 13 concessioni di coltivazione per complessivi 567,47 Km².

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 Km² 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 settembre 2021		Concessioni al 19 febbraio 2019	
	Numero	Superficie Km ²	Numero	Superficie Km ²
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	0	0	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	641,58	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.

³² <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/elenco-dei-titoli-minerari-vigenti> - Ministero della transizione ecologica-DGISSEG, 2021

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

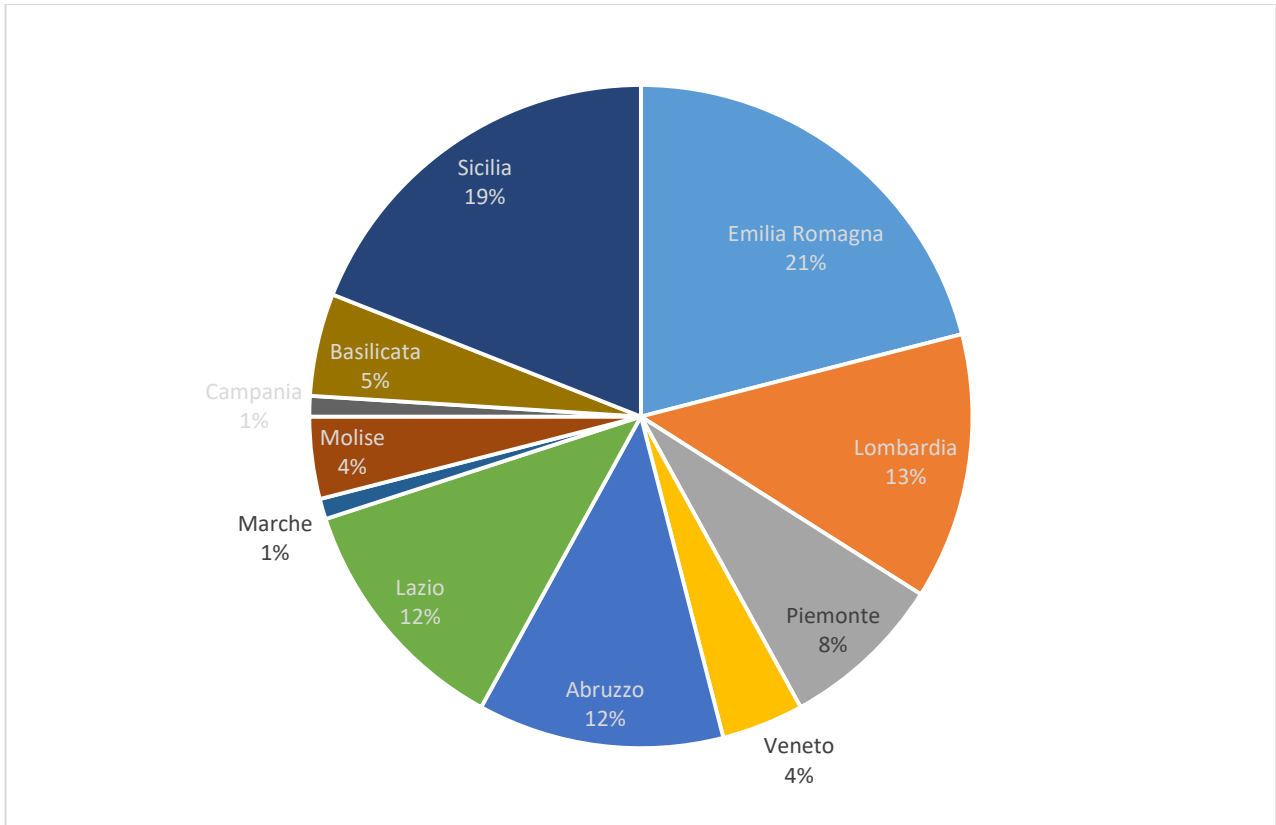


Figura 2.2-4: Distribuzione per regione delle superfici dei permessi di ricerca conferiti in terraferma al 30 settembre 2021

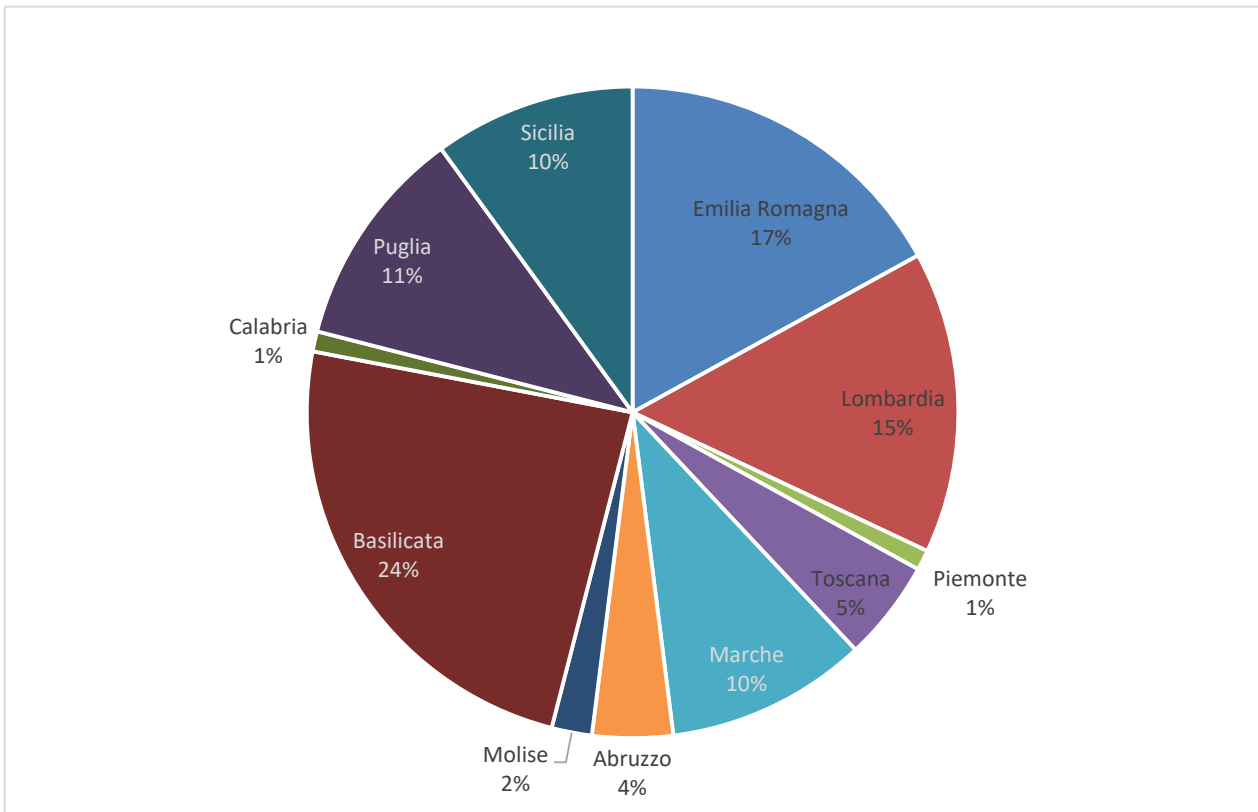


Figura 2.2-5: Distribuzione delle superfici delle concessioni di coltivazione conferite in terraferma al 30 settembre 2021

2.2.1.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 terzo trimestre 2021 dei Titoli minerari vigenti.

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

Anno	Permessi di ricerca			Concessioni di coltivazione			TOTALE
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale	
1999	11	55	174	156	67	223	397
2000	10	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
Q3 2021	43	20	63	124	61	185	248

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

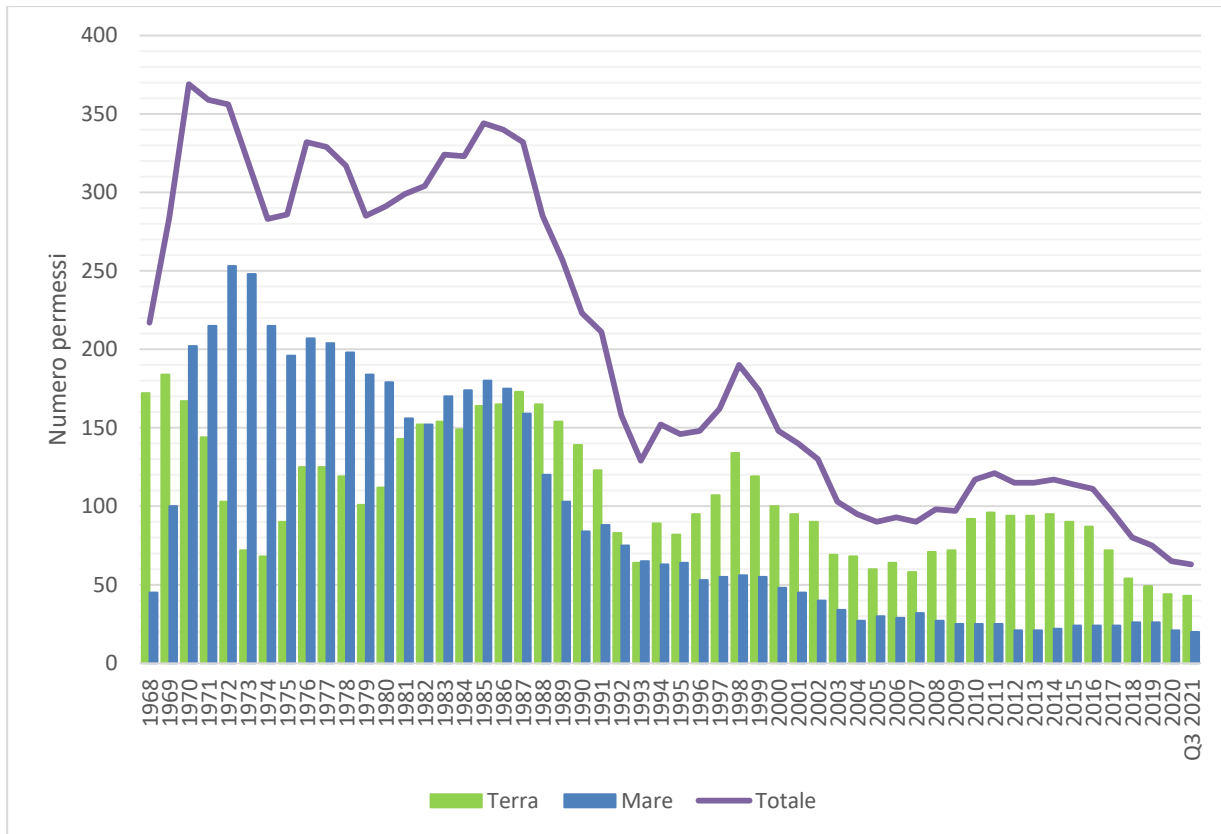


Figura 2.2-6: Numero di permessi di ricerca - Serie storica 1968- terzo trimestre 2021

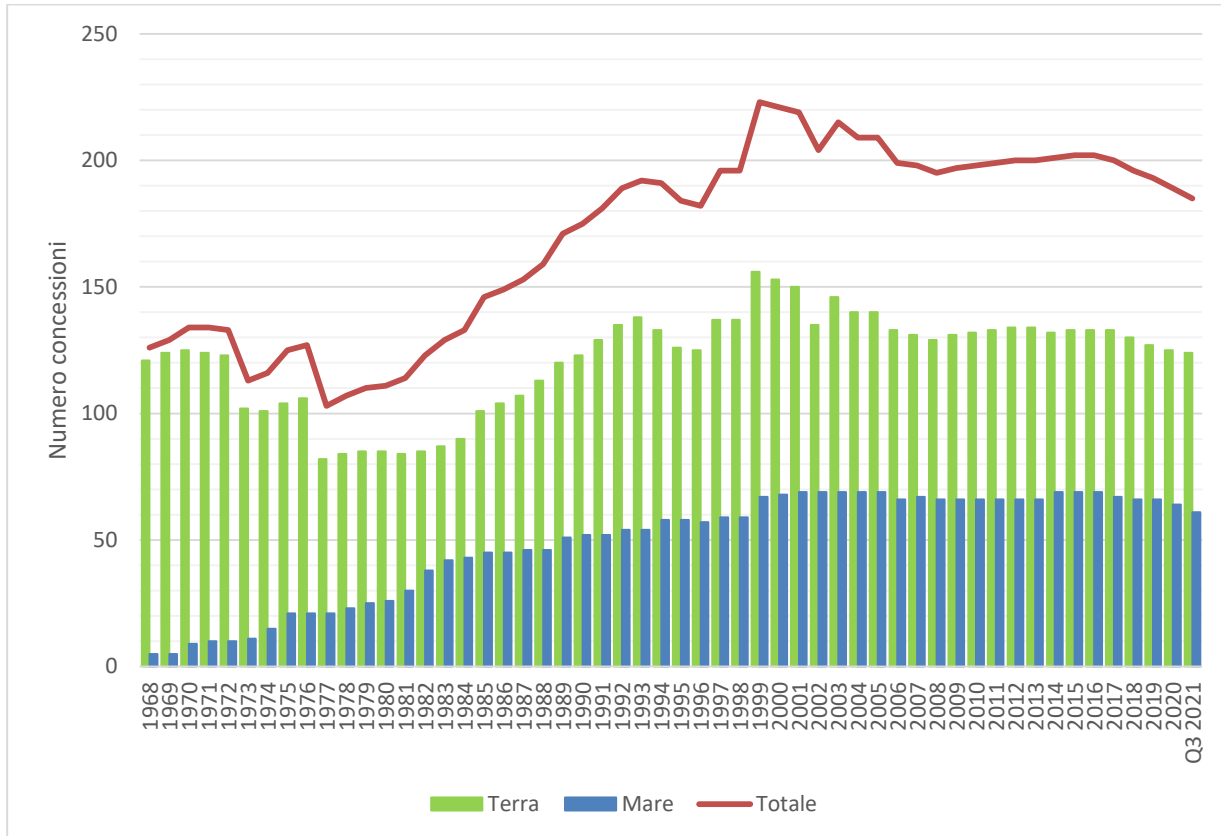


Figura 2.2-7: Numero di concessioni di coltivazione - Serie storica 1968- terzo trimestre 2021

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 21 delle 111 concessioni di coltivazione in terraferma e 4 delle 61 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 25 concessioni di coltivazione "cessate" (21+4) sono ancora presenti in elenco in quanto sono ancora in corso le attività di ripristino minerario dell'area e di dismissione degli impianti.

2.2.1 d. Le concessioni di coltivazione in "Argille Scagliose"

Le concessioni di coltivazione di idrocarburi in "Argille scagliose" rappresentano una particolare tipologia di giacimento, ricadente prevalentemente nelle aree dell'Appennino Tosco - Emiliano, coltivata fin dagli anni '60. Tali concessioni sono circa il 9% del totale delle concessioni presenti sul territorio nazionale.

Si tratta nello specifico di giacimenti con scarse caratteristiche petrofisiche, superficie estesa lateralmente e basse profondità (variabili da qualche centinaio di metri a meno di 1000 m di profondità).

Per le peculiari caratteristiche questi giacimenti sono ancora oggi oggetto di studi e approfondimenti. Tuttavia, la bassa pressione di testa pozzo e la regolare permanenza delle manifestazioni metanifere nel tempo fanno ritenere che si tratti di giacimenti in continua ricarica e quindi suscettibili di produzione di entità limitata (stima delle produzioni medie annuali di ordine inferiore a 1 MSm³) ma costante nel tempo.

Le produzioni di queste concessioni, non seguono quindi il profilo di produzione di una concessione di coltivazione di idrocarburi tipica, ma sono stimate in base alla produzione storica annuale del campo.

Pur trattandosi di modeste entità di produzione di gas rispetto alla produzione totale nazionale, si tratta comunque di attività con un importante impatto locale/regionale servendo comuni in zone montane dotate di piccole reti locali che non hanno altre possibilità di rifornimento e che pertanto rimarrebbero scollegate e non autonome dal punto di vista energetico. Tali giacimenti hanno, sotto questo aspetto, una rilevanza strategica, nel breve e nel lungo periodo, per questi comuni e sostituiscono peraltro consumi ad uso riscaldamento che altrimenti verrebbero soddisfatti con GPL a maggiore impatto ambientale.

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 infatti 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.

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 successivamente disposto che: *«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 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 km² 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 km² 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 km² al 13 febbraio 2019, ad una di 11.839,90 km² al 30 settembre 2021, con una riduzione di 4.336,46 km² pari al 26,8%.

Una parte significativa dell'area di 11.839,90 Km² che al 30 settembre 2021 risulta coperta da concessioni è relativa a concessioni cessate e in attesa di ripristino minerario dell'area. Si tratta di un'area di 2.100,42 Km² coperta da 26 concessioni (21 in terraferma e 5 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 17,7% dell'area totale occupata da concessioni alla data del 30 settembre 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 settembre 2021 (punto di riferimento con ultimi dati aggiornati disponibili, valido anche per fini statistici):

- 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

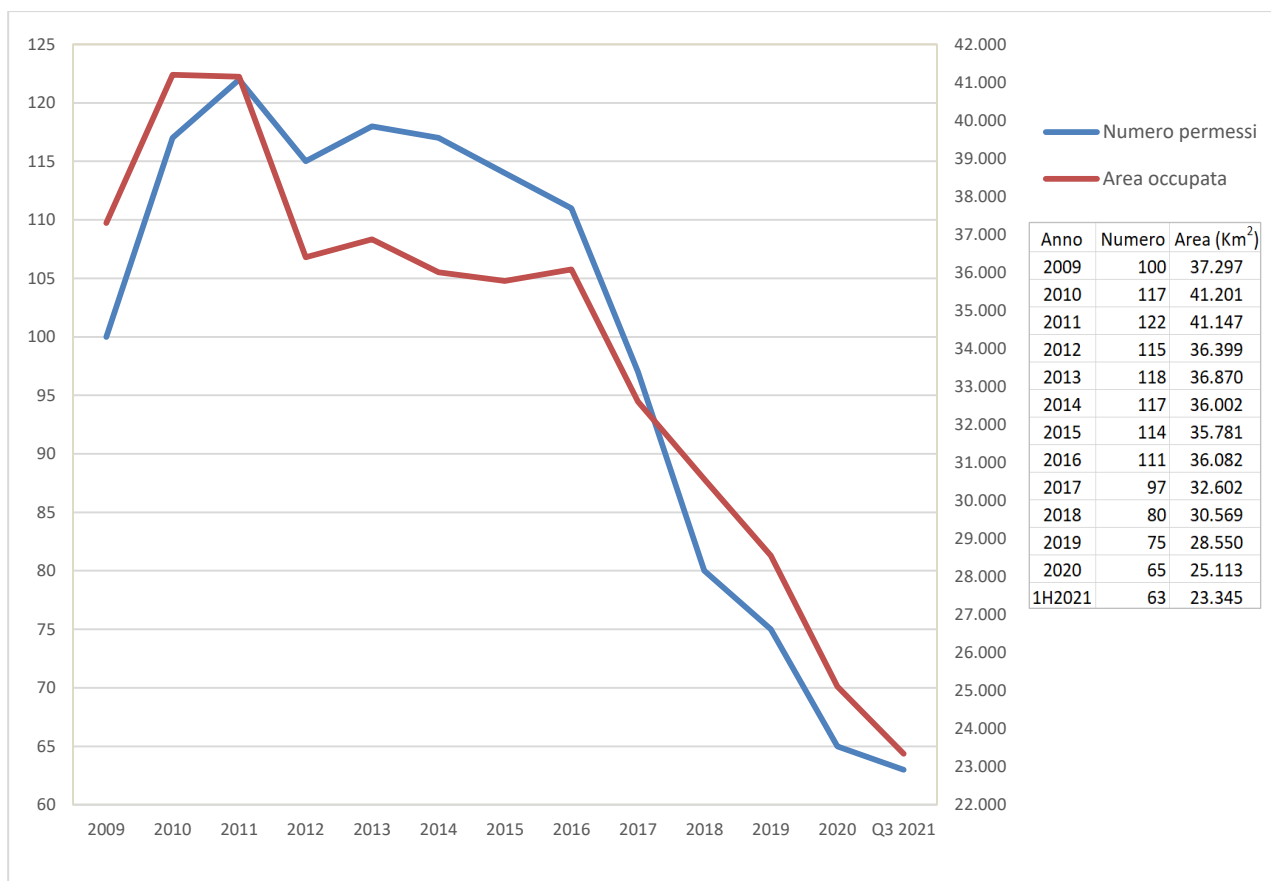


Figura 2.2-8: Area occupata da permessi di ricerca. Serie storica anni 2009- terzo trimestre 2021

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

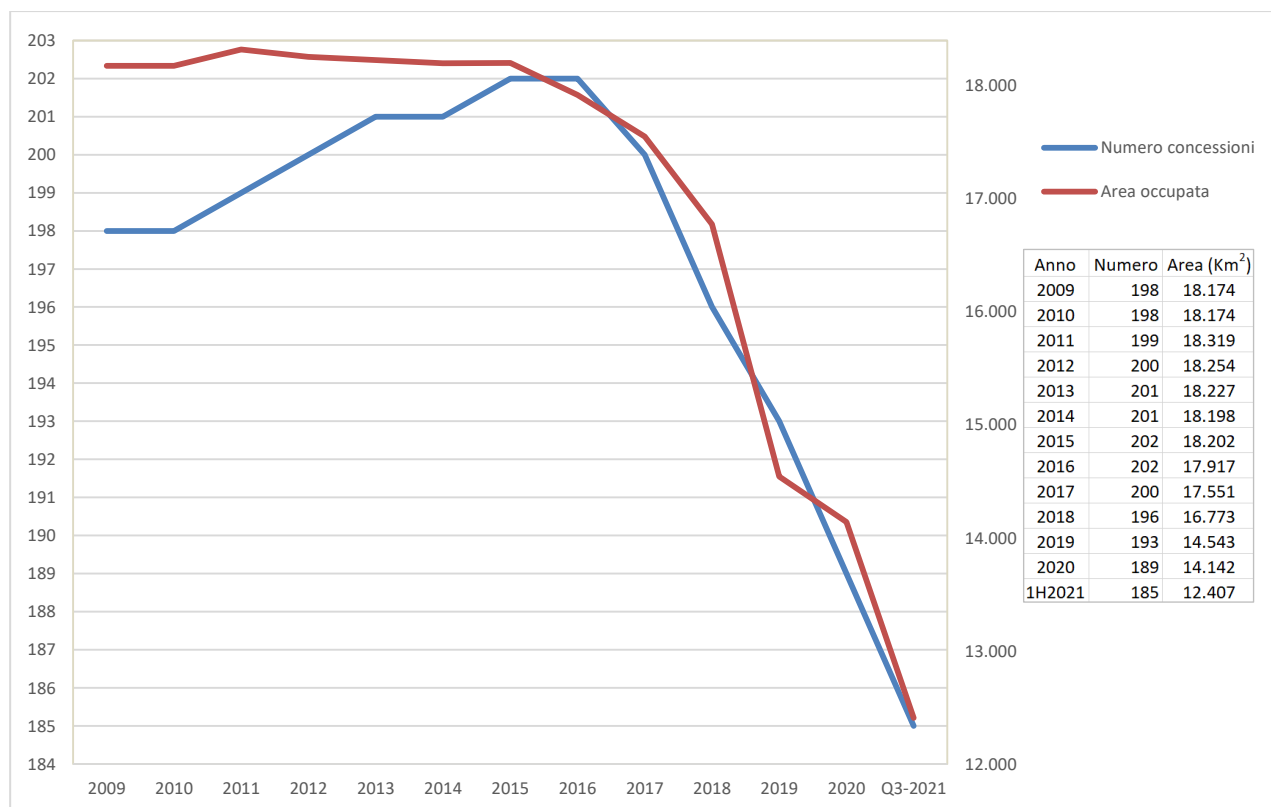


Figura 2.2-9: Area occupata da concessioni di coltivazione. Serie storica anni 2009- terzo trimestre 2021

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

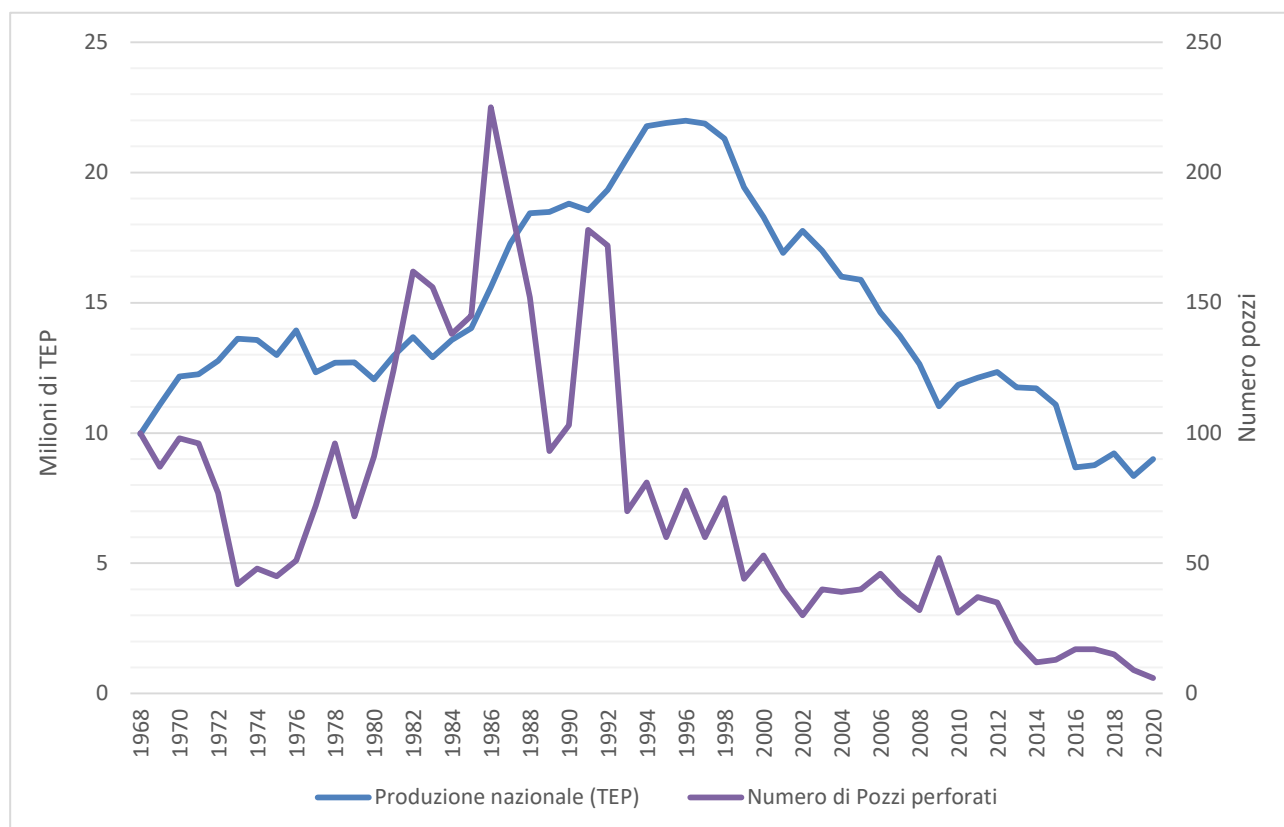


Figura 2.2-10: Numero di pozzi perforati e produzione nazionale di Idrocarburi. Serie storica 1968-2020

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

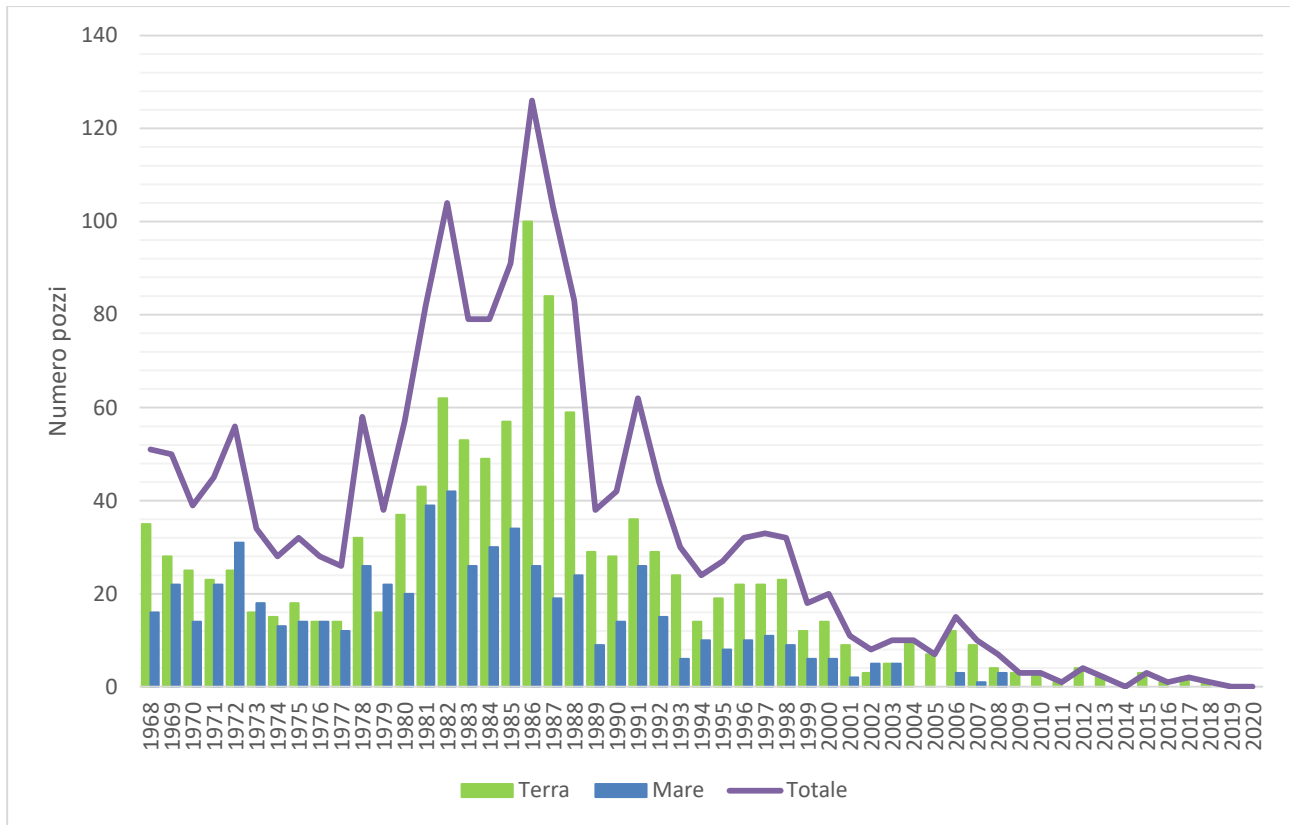


Figura 2.2-11: Numero di pozzi esplorativi perforati - Serie storica 1968-2020

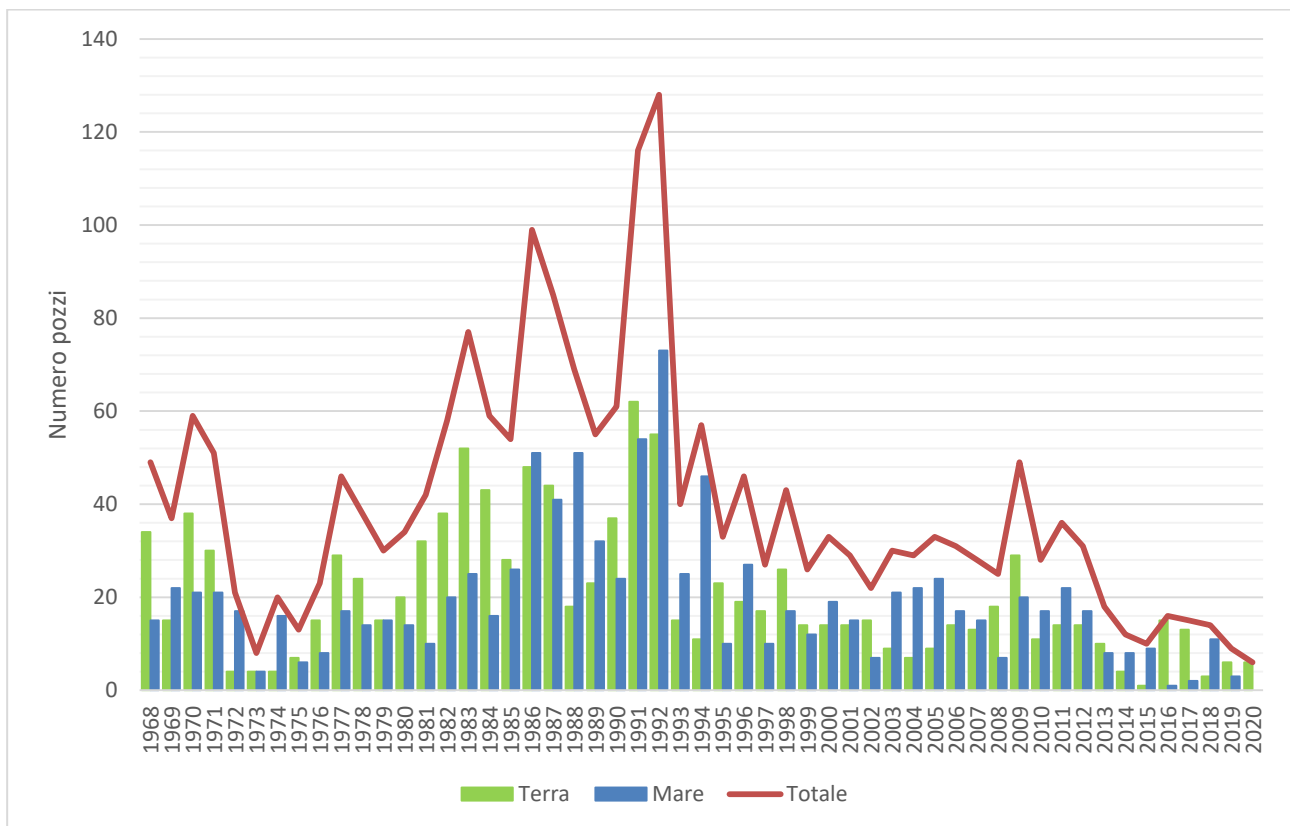


Figura 2.2-12: Numero di pozzi di sviluppo perforati - Serie storica 1968-2020

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

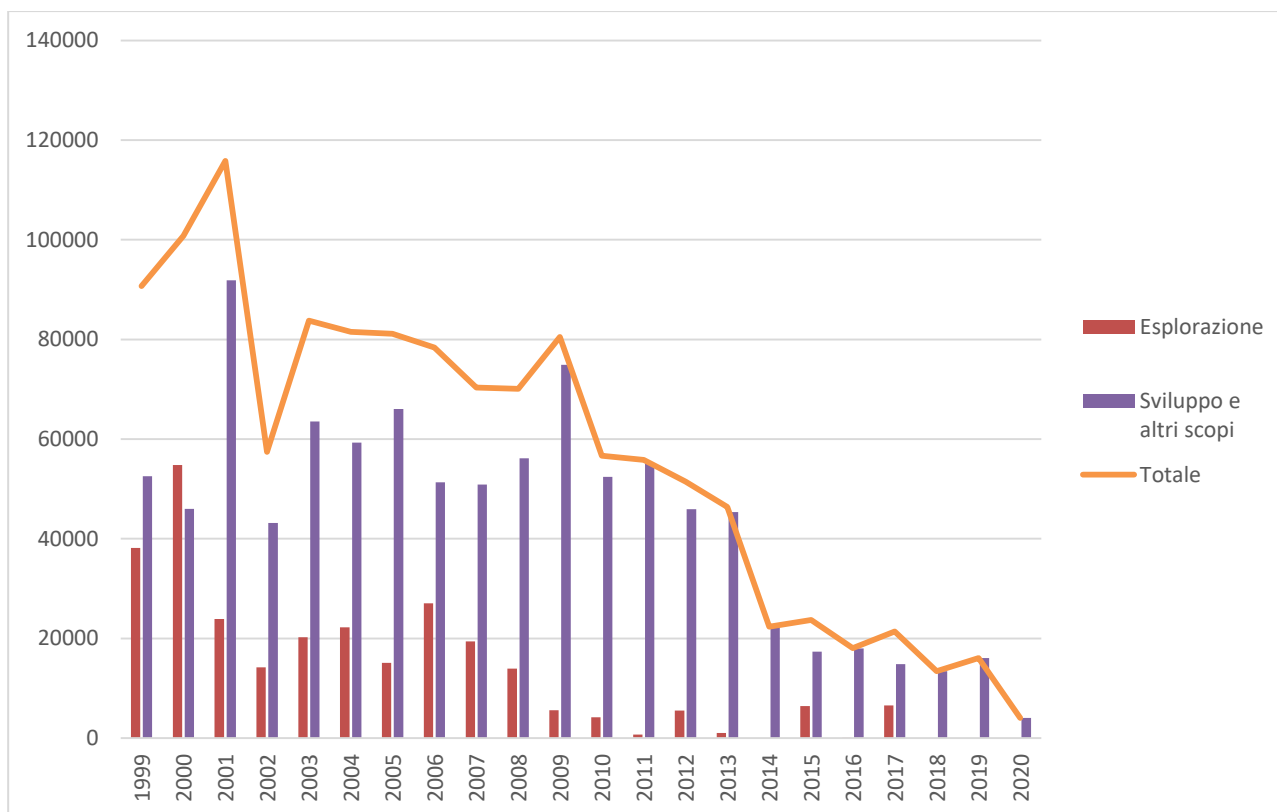


Figura 2.2-13: Metri perforati. Serie storica anni 1999-2020

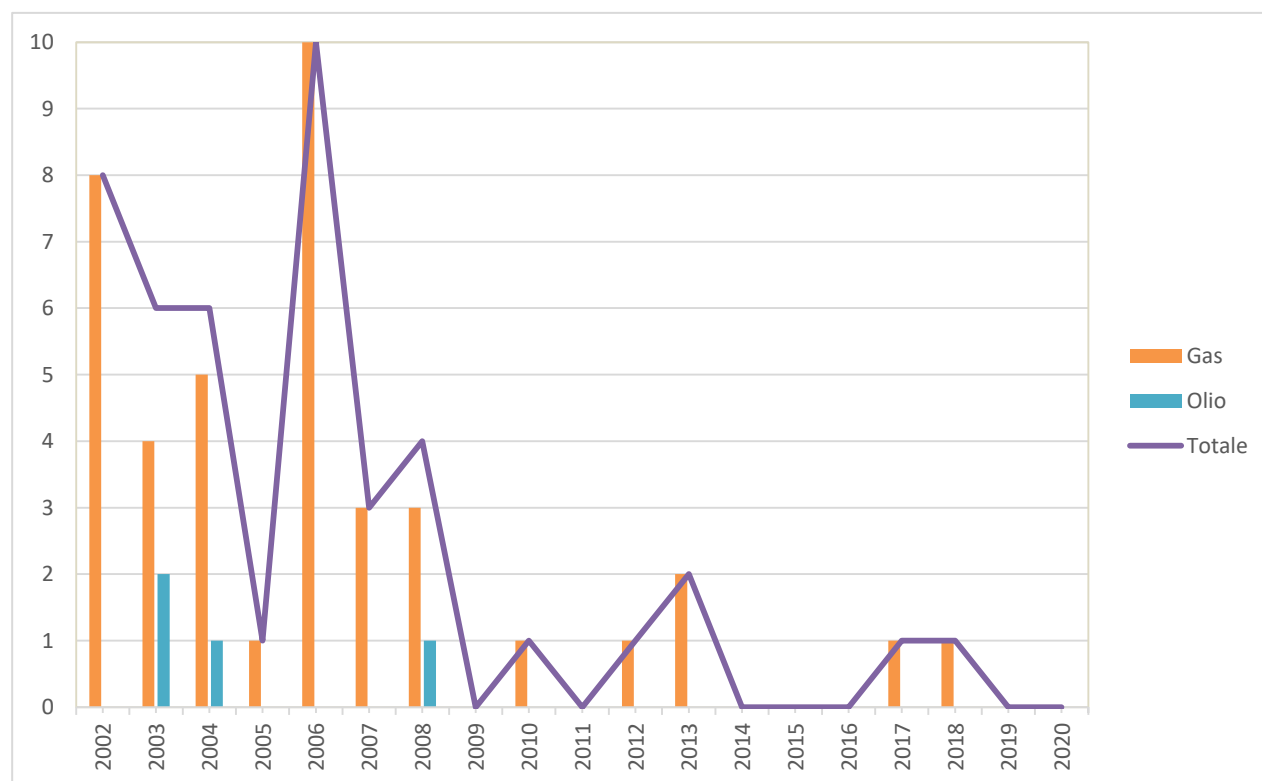


Figura 2.2-14: Numero ritrovamenti. Serie storica anni 2002-2020

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

L'ultimo aggiornamento disponibile è al 30 giugno 2021.

Al 30 giugno 2021 erano presenti 1.622 pozzi attivi di cui 673 in produzione (514 a gas e 159 ad olio, 437 ubicati in terra e 236 in mare). Gli idrocarburi prodotti sono convogliati in 71 centrali di raccolta e trattamento a gas e 15 centrali ad olio.

Nel Sistema informativo (Web GIS sinacloud) sviluppato e gestito da ISPRA, 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> anche le informazioni disponibili relativamente ai pozzi attivi al 30 giugno 2021, quale mappa degli stessi richiesta a seguito della procedura di VAS, suddivisi in pozzi produttivi “eroganti” e pozzi produttivi “non eroganti”³³, e distinti rispettivamente tra quelli ad olio e quelli a gas.

Tabella 2.2-8: Pozzi attivi al 30 giugno 2021

Pozzi attivi	Gas.	Olio	Totale.
Pozzi produttivi eroganti ³⁴	514	159	673
Pozzi produttivi non eroganti	752	138	890
Altri pozzi attivi (monitoraggio, reiniezione altro utilizzo)	32	27	59
Totale	1.298	324	1.622

Tabella 2.2-9: Numero pozzi produttivi eroganti distinto per Regione/zona marina al 30 giugno 2021

REGIONE/ZONA MARINA	GAS	OLIO	TOTALE
ABRUZZO	1	0	1
BASILICATA	6	21	27
CALABRIA	7	0	7
EMILIA ROMAGNA	187	7	194
LOMBARDIA	8	0	8
MARCHE	12	2	14
MOLISE	15	8	23
PIEMONTE	0	2	2
PUGLIA	12	0	12
SICILIA	44	59	103
TOSCANA	45	0	45

³³ La dizione pozzi attivi produttivi “non eroganti” dovrebbe coincidere con la richiesta di informazioni in sede di VAS rispetto ai pozzi improduttivi; non esiste invece, al momento, un censimento dei pozzi non più produttivi presenti su tutto il territorio nazionale e un elenco completo dei pozzi chiusi minerariamente.

³⁴ 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

VENETO	1	0	1
TOTALE TERRA	338	99	437
ZONA A	119	0	119
ZONA B	41	32	73
ZONA C	0	28	28
ZONA D	16	0	16
TOTALE MARE	176	60	236
TOTALE	514	159	673

Per quanto riguarda le informazioni sui titoli minerari cessati, e quindi anche sui pozzi chiusi minerariamente, queste sono rese disponibili sul sito del Progetto ViDEPI³⁵. 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 (ora Assorisorse) 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 30 giugno 2021 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 km².

³⁵ <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.

Tabella 2.2-10: Numero centrali distinto per Regione

	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
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, e per tenere presente le effettive limitazioni alle attività da imporre in base ai vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione, oltre alla superficie coperta dai titoli minerari, un dato significativo è rappresentato anche dall'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 km² (100x100 m).

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

Regione	Superficie regionale Km ²	Centrali			Pozzi			Totale	
		Numero	Km ²	% sup. reg.	Numero	Km ²	% sup. reg.	Km ²	% sup. reg.
PIEMONTE	25.402	1	0,16	0,0006%	16	0,16	0,0006%	0,32	0,0013%
LOMBARDIA	23.861	8	0,13	0,0005%	33	0,33	0,0014%	0,46	0,0019%
VENETO	18.399	1	0,01	0,0000%	2	0,02	0,0001%	0,03	0,0002%
EMILIA-ROMAGNA	22.447	25	0,40	0,0018%	280	2,8	0,0125%	3,20	0,0142%
TOSCANA	22.994	2	0,02	0,0001%	45	0,45	0,0020%	0,47	0,0020%
MARCHE	9.366	15	0,27	0,0029%	35	0,35	0,0037%	0,62	0,0067%

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

LAZIO	17.236	1	0,01	0,0001%	14	0,14	0,0008%	0,15	0,0009%
ABRUZZO	10.753	4	0,08	0,0007%	12	0,12	0,0011%	0,20	0,0018%
MOLISE	4.438	4	0,12	0,0026%	46	0,46	0,0104%	0,58	0,0130%
PUGLIA	19.358	3	0,10	0,0005%	119	1,19	0,0061%	1,29	0,0067%
BASILICATA	9.992	8	0,28	0,0028%	104	1,04	0,0104%	1,32	0,0132%
CALABRIA	15.079	2	0,06	0,0004%	10	0,1	0,0007%	0,16	0,0011%
SICILIA	25.832	9	0,39	0,0015%	176	1,76	0,0068%	2,15	0,0083%
TOTALE	225.157	83 (*)	2,02	0,0009%	892	8,92	0,0040%	10,94	0,0049%

(*) 3 centrali non sono conteggiate in quanto afferenti a concessioni di stoccaggio
Situazione al 30 giugno 2021

Piattaforme marine

Al 31 dicembre 2020, nell'offshore italiano sono installate 138 strutture³⁶ 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)³⁷.

Delle n. 138 piattaforme e strutture assimilabili, n. 94 si trovano nelle aree protette e/o nella fascia delle 12 miglia dalle linee di costa e dalle predette aree protette, e 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

³⁶ <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/piattaforme-marine>

³⁷ <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/dismissione-mineraria-delle-piattaforme-marine>

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

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*³⁸). 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

N.	Nome piattaforma	Tipologia di scarico
1	AGOSTINO B	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
2	AMELIA A	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
3	ANNABELLA	scarico in mare
4	ANNAMARIA B	scarico in mare
5	ANTONELLA	scarico in mare
6	ARIANNA A	scarico in mare
7	ARMIDA	scarico in mare
8	AZALEA B	scarico in mare
9	BARBARA A	scarico in mare

³⁸ 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

10	BARBARA B	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
11	BARBARA C	scarico in mare
12	BARBARA D	scarico in mare
13	BARBARA E	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
14	BARBARA F	scarico in mare
15	BARBARA G	scarico in mare
16	BARBARA H*	scarico in mare
17	BONACCIA	scarico in mare
18	BONACCIA NW	scarico in mare
19	BRENDA	scarico in mare
20	CALIPSO	scarico in mare
21	CALPURNIA	scarico in mare
22	CERVIA A	scarico in mare
23	CERVIA B	scarico in mare
24	CERVIA C	scarico in mare
25	CLARA NW	scarico in mare
26	DARIA B	scarico in mare
27	ELETTRA	scarico in mare
28	EMMA OVEST	scarico in mare
29	FAUZIA	scarico in mare
30	FRATELLO C	scarico in mare
31	GARIBALDI B	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
32	GARIBALDI C	scarico in mare
33	GIOVANNA	scarico in mare
34	GUENDALINA	scarico in mare
35	NAOMI PANDORA	scarico in mare
36	PORTO CORSINI M E C (PCC)	scarico in mare
37	PORTO CORSINI MWC	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
38	SQUALO	scarico in mare
39	TEA	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, o ad altre piattaforme 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. 7 del 31 Luglio 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
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
ARMIDA 1	A.C29.EA	Eni S.p.A.	44,475932 N 12,449540 E	Monotubolare	31/05/2022
REGINA 1	A.C17.AG	Eni S.p.A.	44,102781 N 12,834209 E	Monotubolare	31/05/2022

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
VIVIANA 1 ³⁹	B.C5.AS	Eni S.p.A.	42,65643 N 14,155021 E	Monotubolare	30/06/2022

³⁹ Si rimanda alla nota informativa riportata in Allegato A al Comunicato Ministeriale 28 giugno 2021, pubblicato nel BUIG Anno LXV-N.6.

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 (ora DGISSEG del MiTE) 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 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.

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" includeva n. 19 piattaforme mentre n. 15 piattaforme sarebbero state 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), 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 ³)			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

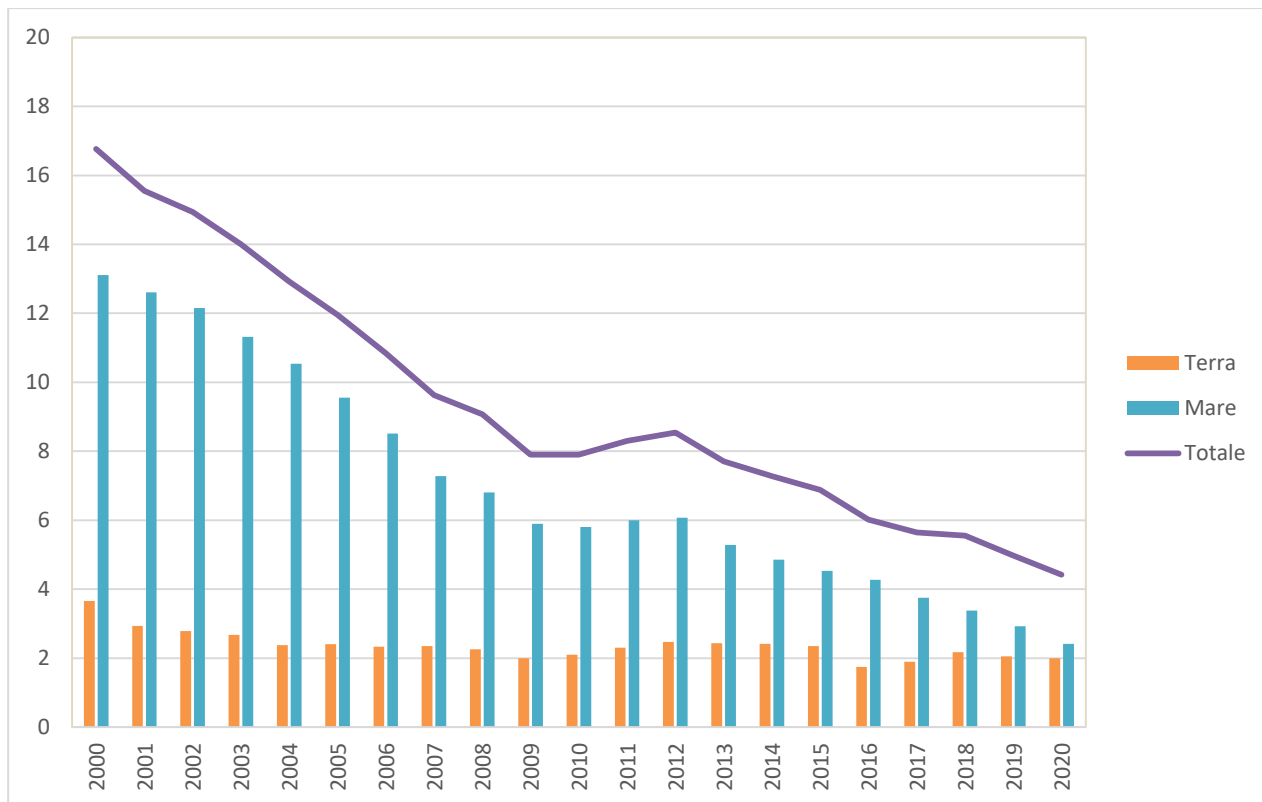


Figura 2.2-15: Produzione di gas naturale (miliardi di Sm³). Serie storica anni 2000-2020

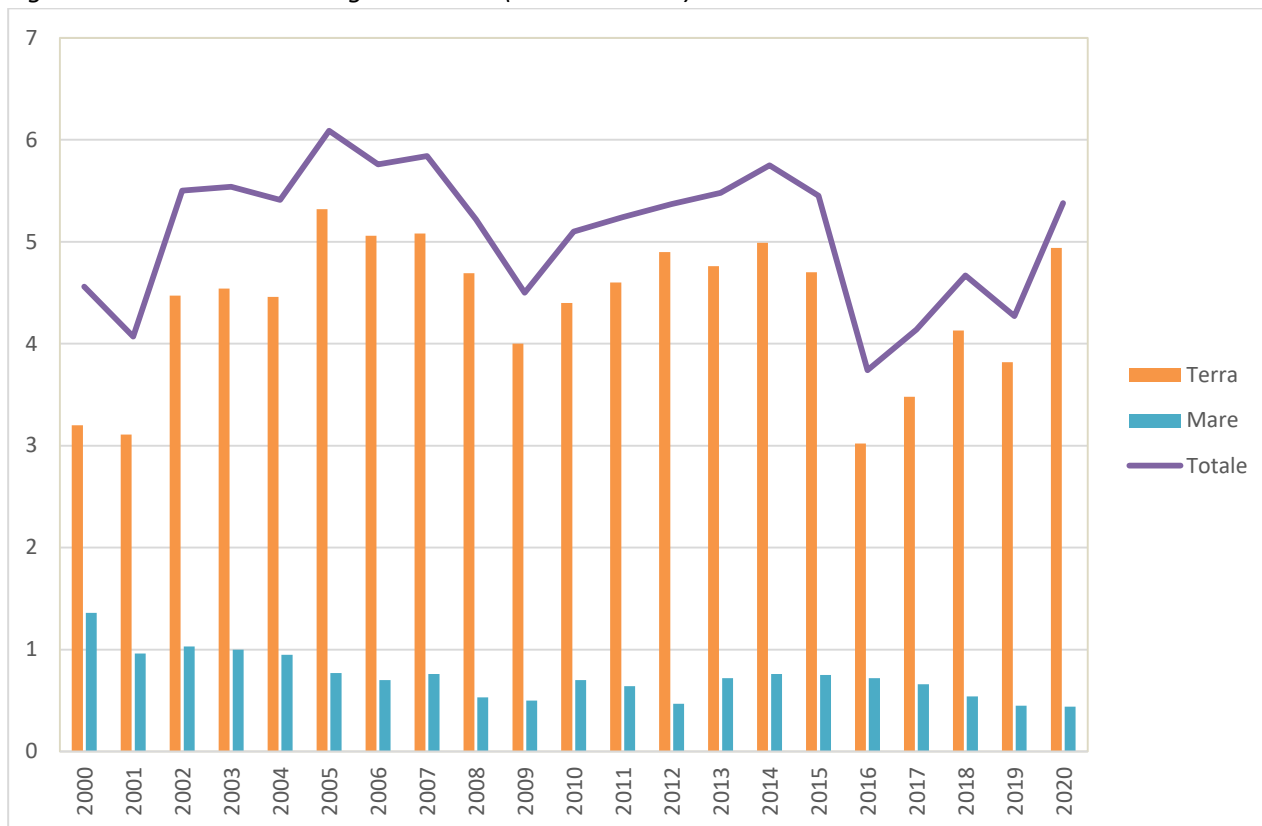


Figura 2.2-16: Produzione di olio greggio (milioni di tonnellate). Serie storica anni 2000-2020

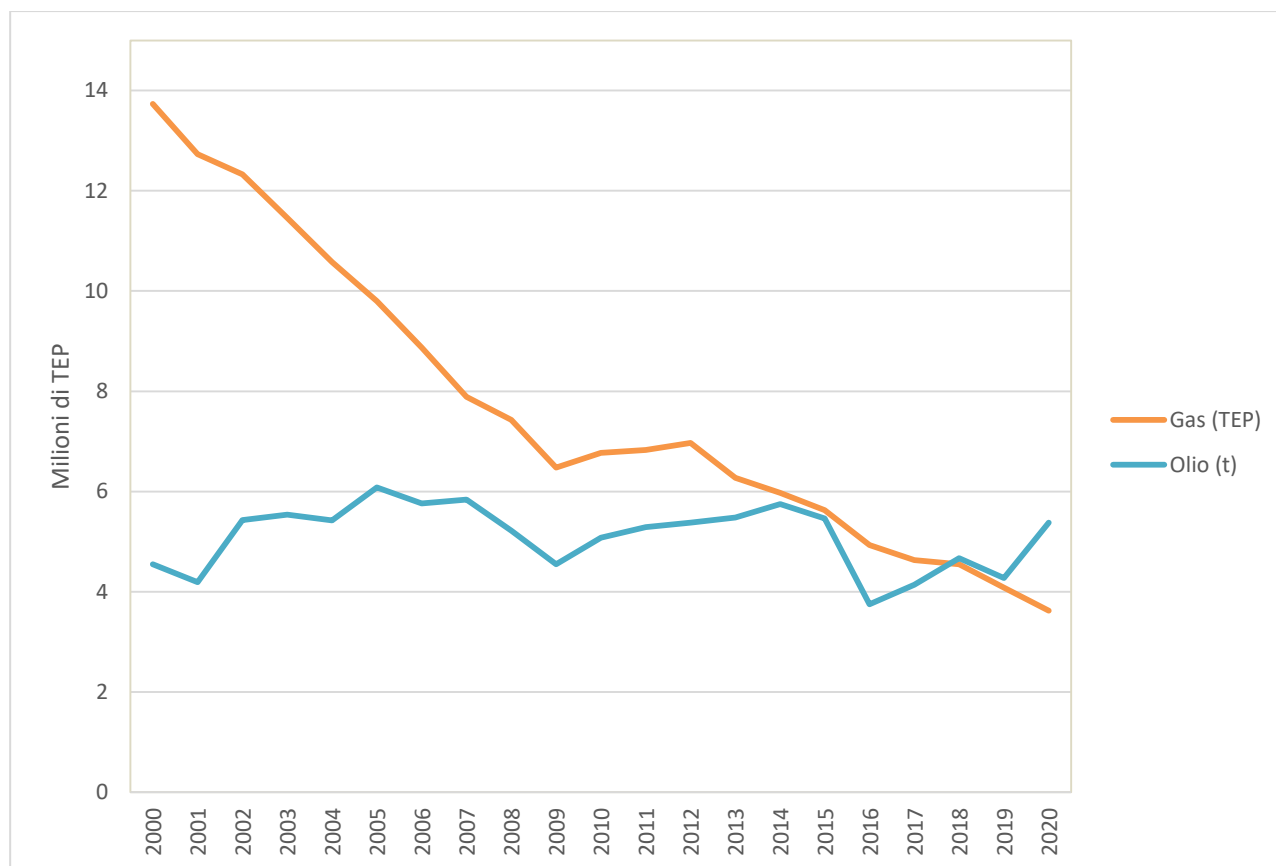


Figura 2.2-17: Produzione (milioni di tonnellate). Serie storica anni 2000-2020

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.

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 Sm³]

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 Sm³, con un decremento del 11,4 % rispetto alla produzione 2019 (4,98 miliardi di Sm³).

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 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.

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.

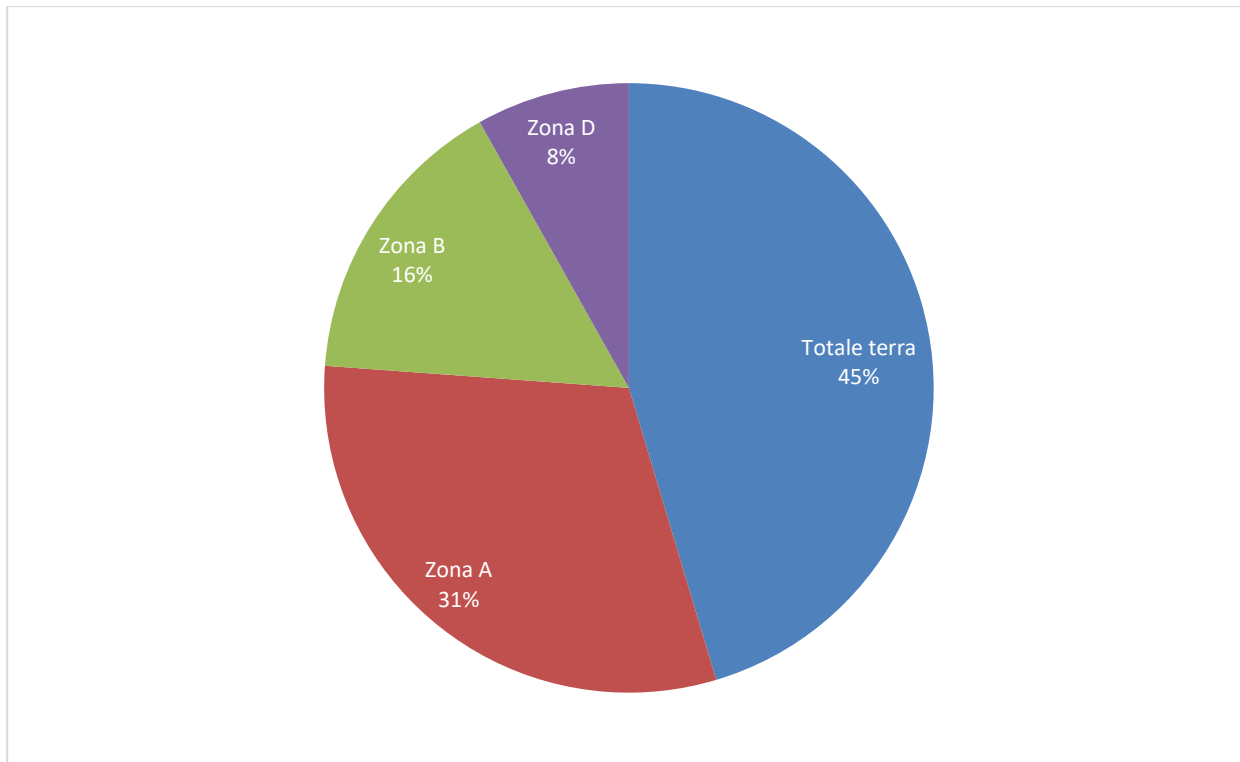


Figura 2.2-18: Produzione di gas naturale distinta per zona marina. Anno 2020

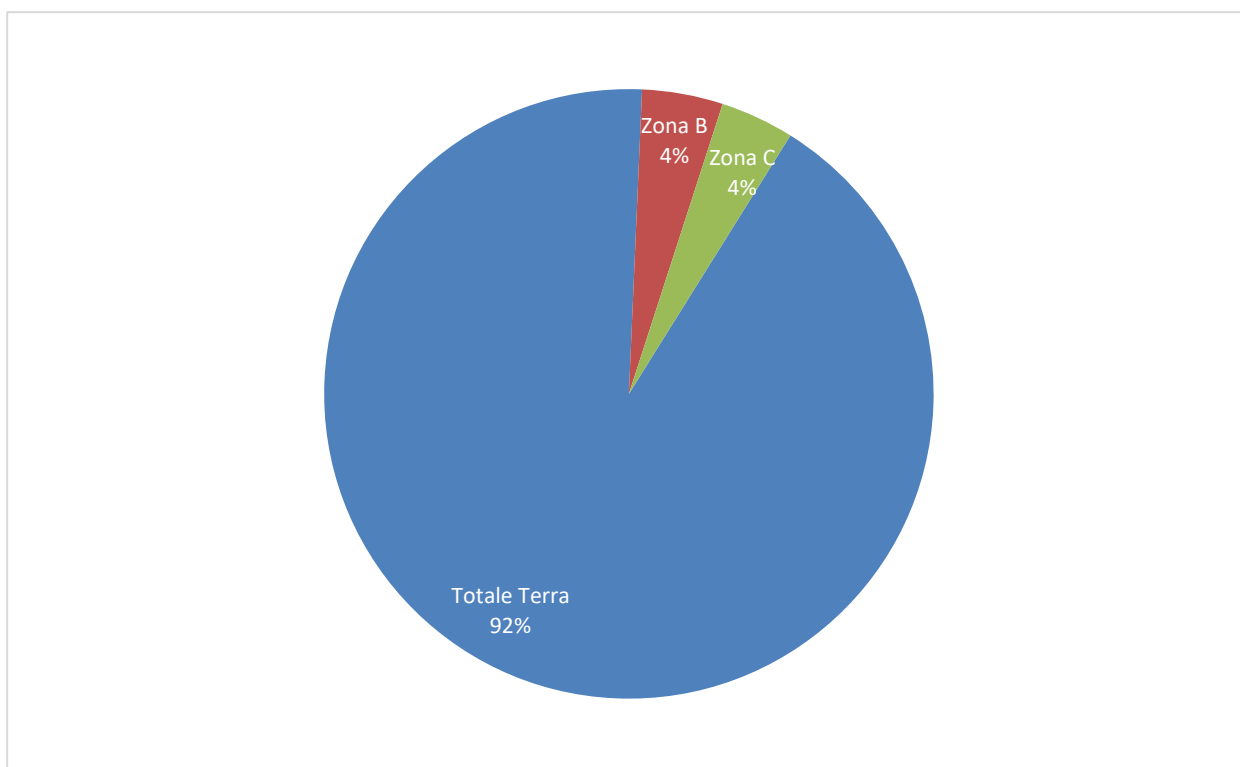


Figura 2.2-19: Produzione di olio greggio distinta per zona marina. Anno 2020

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).

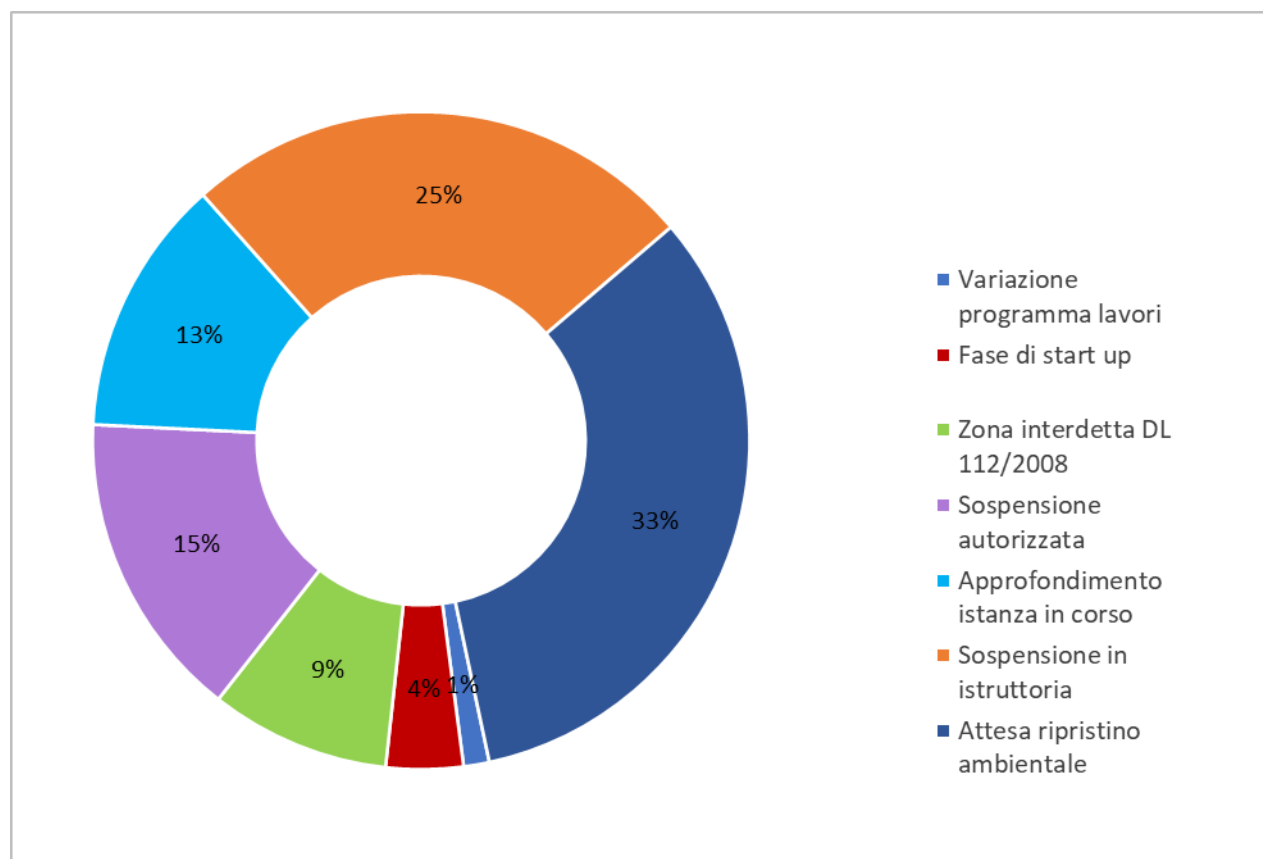


Figura 2.2-20: Natura della mancata produzione

Il 37% delle concessioni non produttive, pari a 29, è in attesa di ripristino ambientale.

Al riguardo si precisa che delle predette 29 concessioni non produttive in attesa di ripristino ambientale, 25 sono le concessioni che sono cessate (BAGNOLO MELLA, CALCIANO, CANONICA, CIGNONE, CORTEMAGGIORE, FIUME TRESTE, GAGGIANO, MANARA, MASSERIA ACQUASALSA, MASSERIA PETRILLI, MONTE CASTELLANO, NOVA SIRI SCALO, ORSINO, OVANENGO, PECORARO, PESSANO, PORTO CORSINI TERRA, S. BENEDETTO DEL TRONTO, SAN GERVASIO, TEMPA ROSSA, TORRENTE VULGANO, A.C10.AG, A.C28.EA, B.C12.AS, F.C2.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.”*

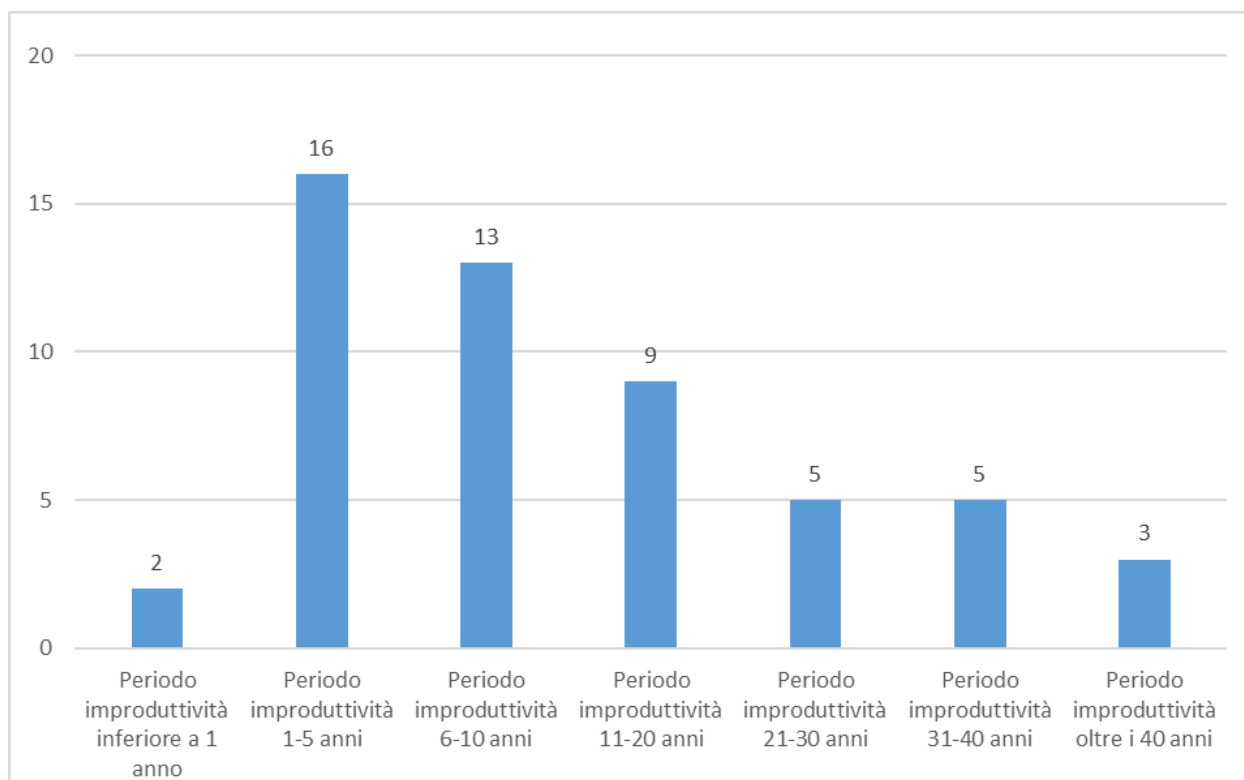


Figura 2.2-21: Periodo di inattività

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 e determinazione delle 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')

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 che hanno portato all'individuazione di tale ambito territoriale di riferimento che costituisce l'oggetto delle analisi e delle valutazioni ambientali del presente Piano.

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 (CH₄) 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 Basilicata⁴⁰.

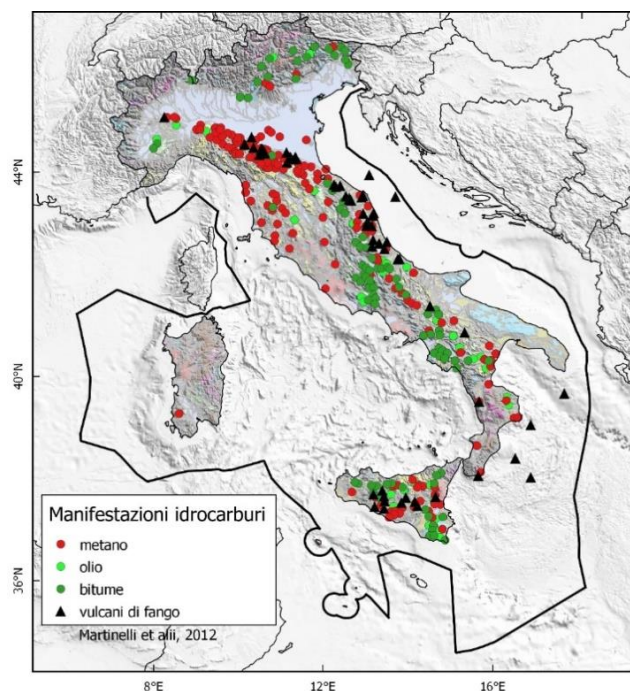


Figura 3.1-1: Manifestazioni naturali di gas, olio e bitume in Italia [Elaborazioni ISPRA-SGI, 2019 su dati raccolti da Martinelli et al., 2012]

3.1.1. 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.

⁴⁰ 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>

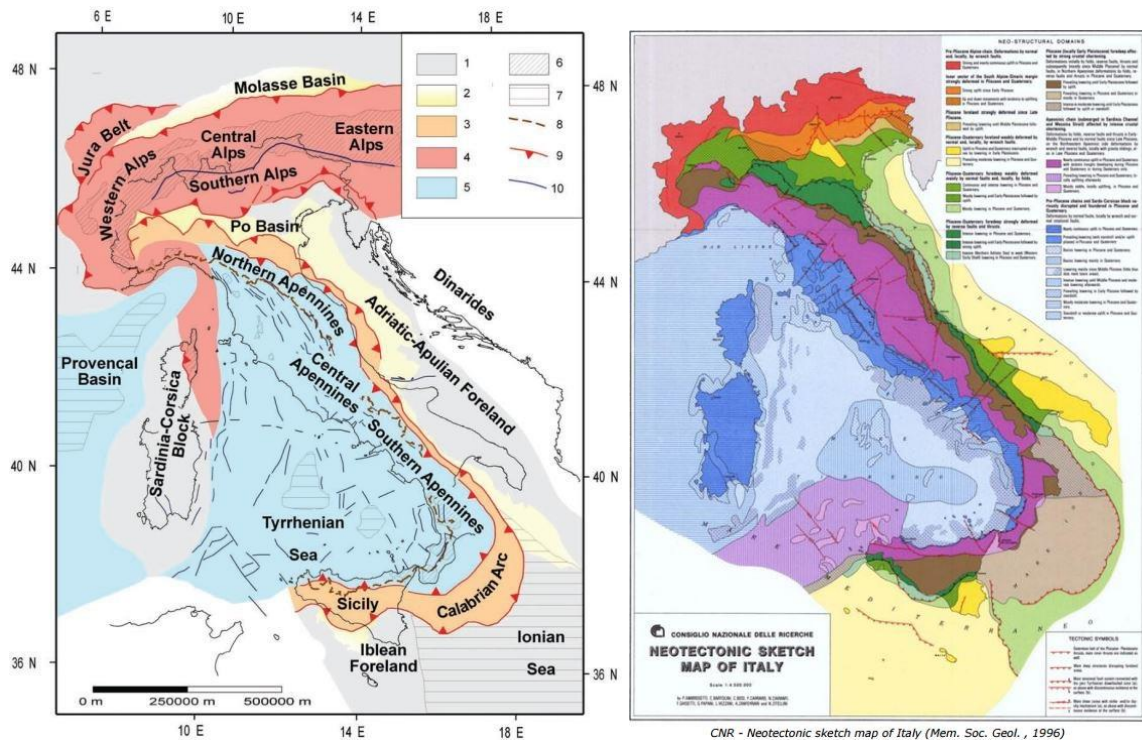


Figura 3.1-2: Schema strutturale semplificato dell'area italiana (Scrocca et al., 2003) Ridisegnare ed inserire legenda [ISPRA-SGI] e Carta neotettonica d'Italia [CNR, 1996]

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.

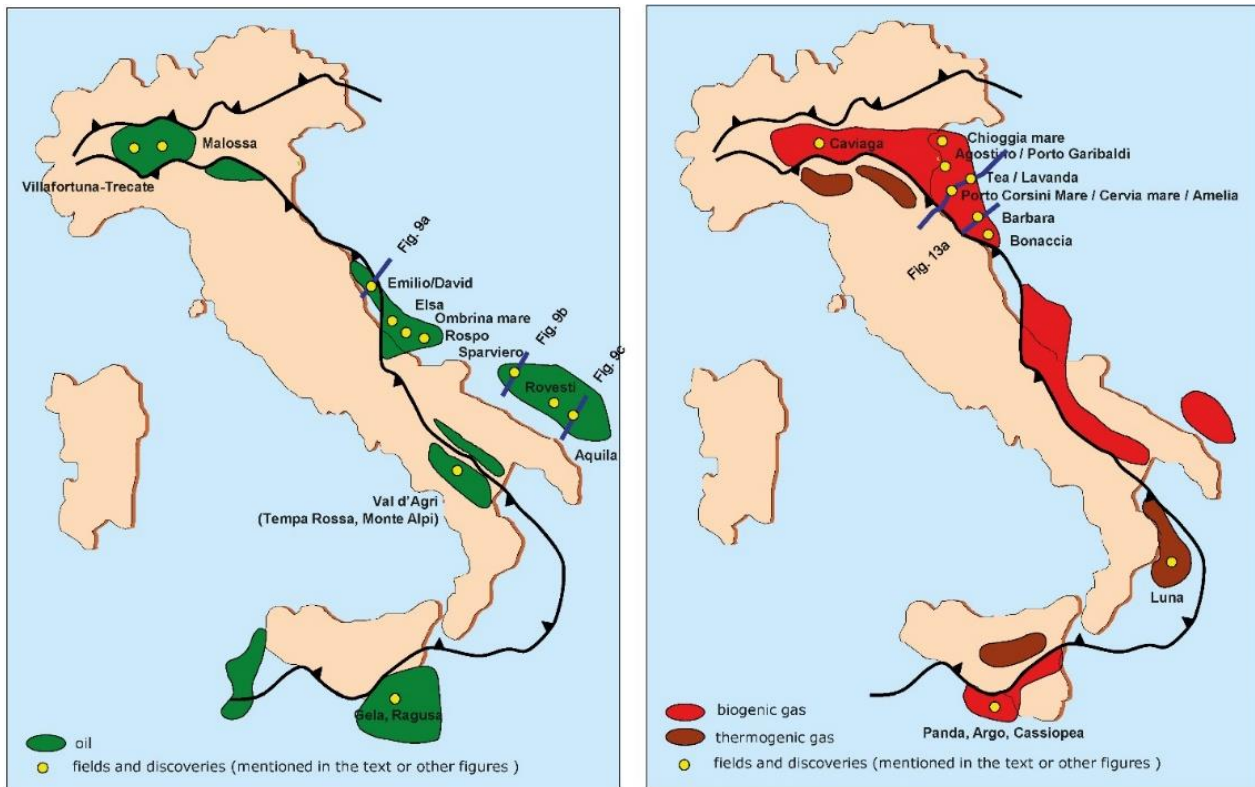


Figura 3.1-3: Quadro conoscitivo generale delle principali province geologiche per gli idrocarburi [Bertello et al., 2010]

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 di ricerca effettuata fin dal 1800 con 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).

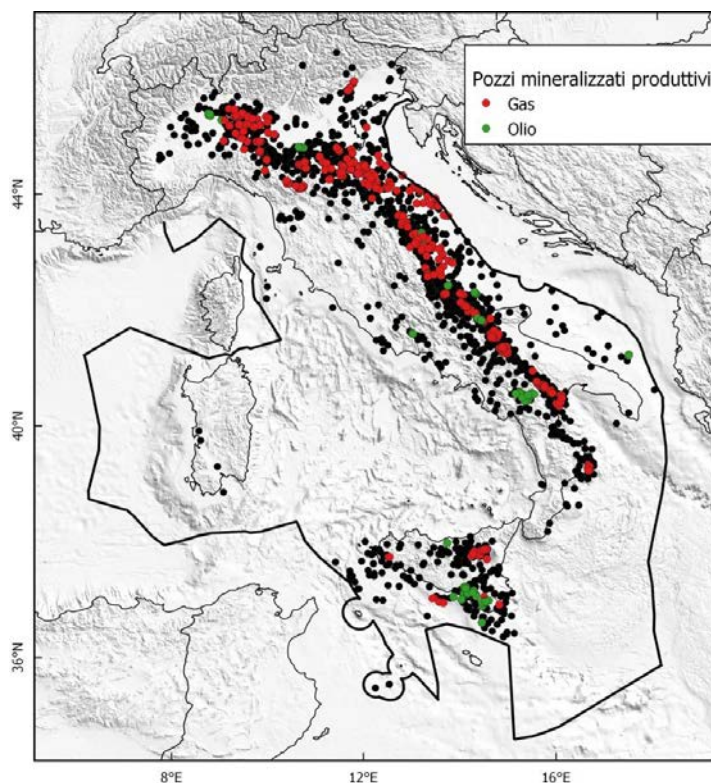


Figura 3.1-4: Pozzi mineralizzati e produttivi in Italia. In nero i pozzi con documentazione consultabile in VIDEPI (<http://www.videpi.com/videpi/pozzi/consultabili.asp>). [Elaborazioni ISPRA-SGI, 2019 su dati raccolti da Martinelli et al., 2012]

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 il 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.

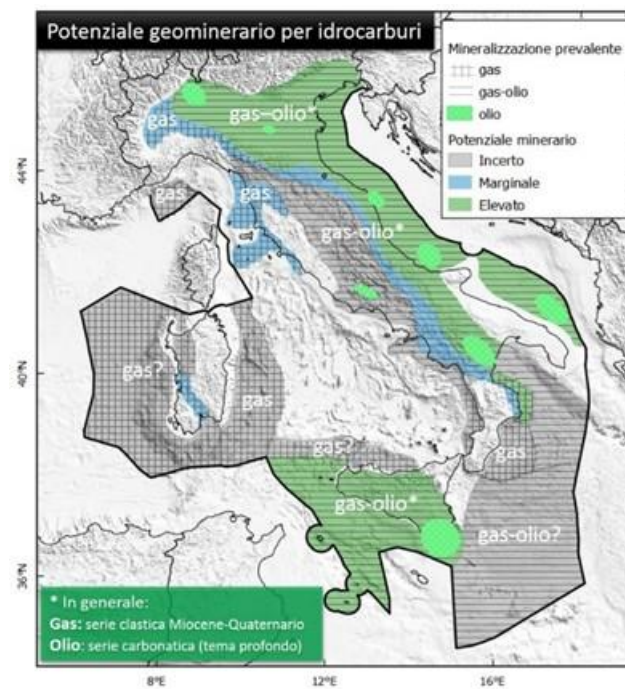


Figura 3.1-5: Perimetrazione del potenziale geominerario definito con criterio geologico per gli idrocarburi (Fonte: Vittori et al. 2019)

3.1.2. 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 relative 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).

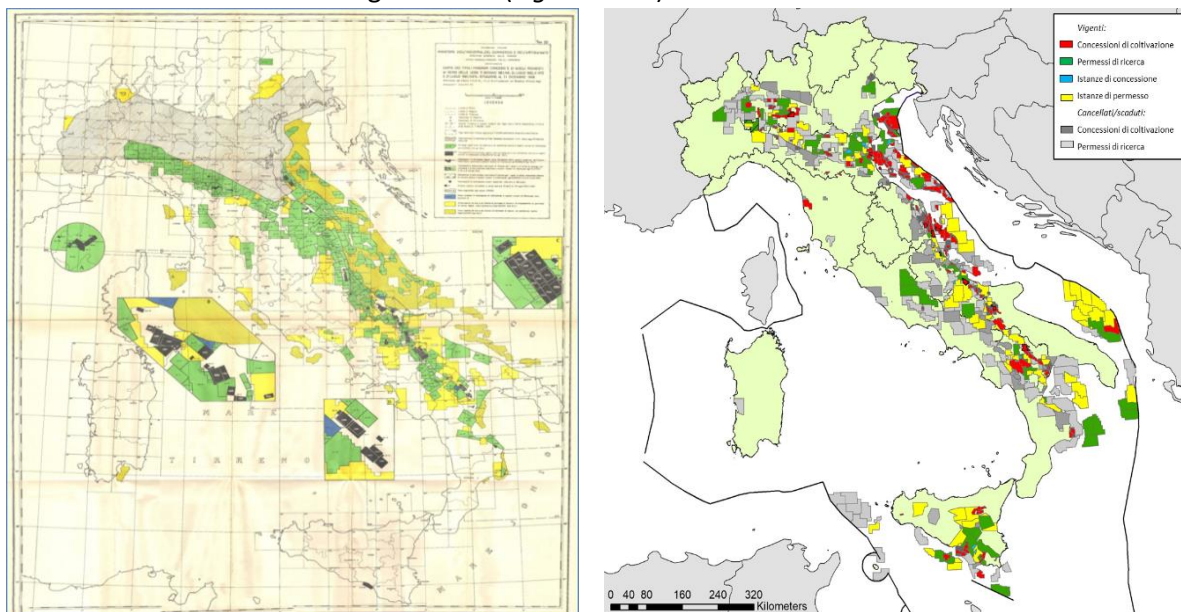


Figura 3.1-6: Carta dei titoli minerari 1968 e Carta dei titoli minerari vigenti e non vigenti in Italia anni 1990-2021 [Fonte: Elaborazioni su database DGISSEG – Ufficio Cartografia, 2021]

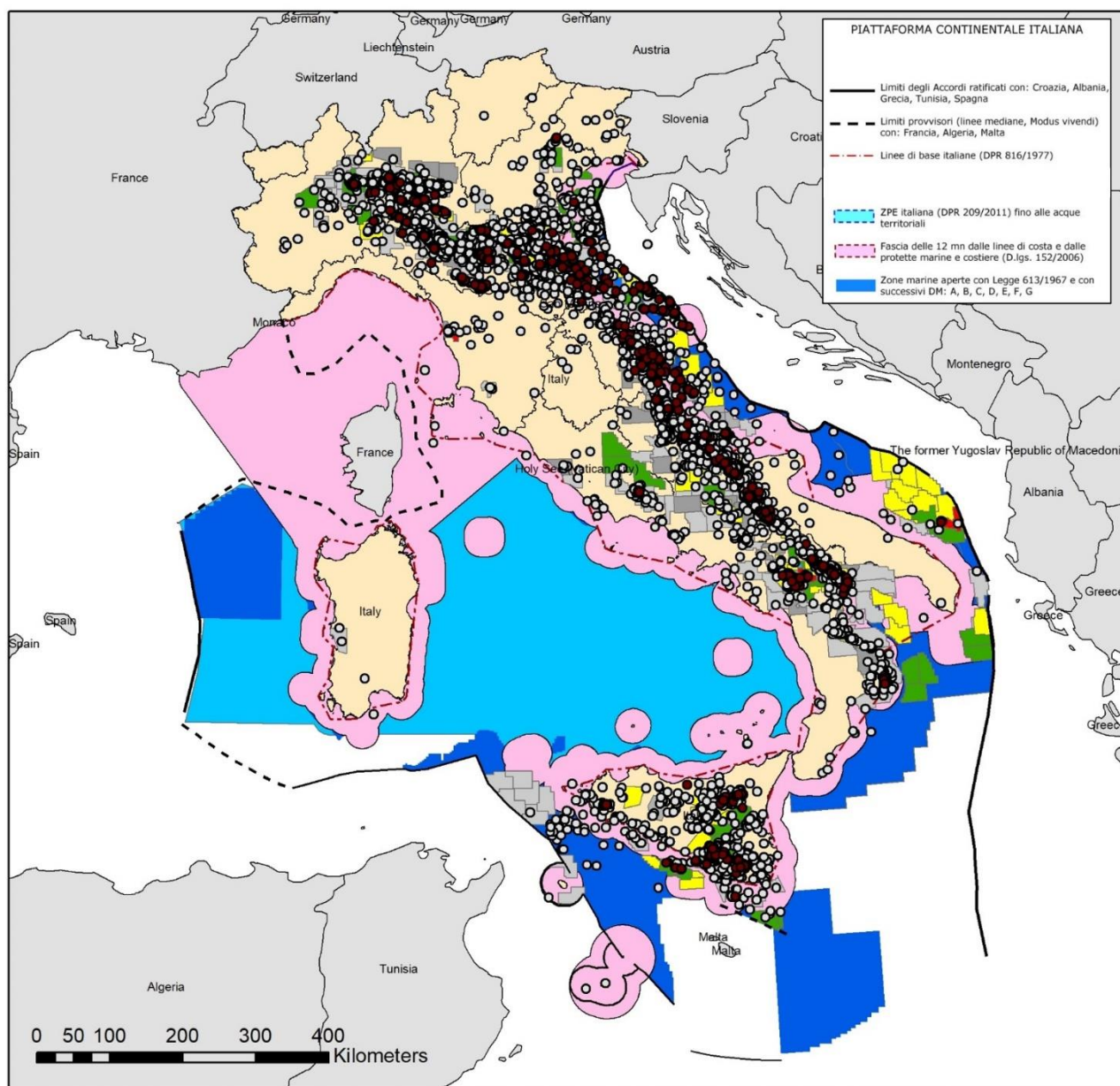


Figura 3.1-7. – Carta generale con tematismi minerari [Fonte: Elaborazioni su database DGISSEG – Ufficio Cartografia, 2021]

La cartografia delle zone marine è stata 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 e alla presentazione di nuove istanze, 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 km² 114.912, su un totale di zone marine aperte di circa km² 248.050 e costituisce circa il 21% 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 km² 568.976⁴¹ (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:

⁴¹ 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 km² con un’accuratezza di +/- 1000 km² 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 1990-2021⁴² (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 di adottare 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 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.

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

⁴² 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.

- 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..”*,⁴³
 - 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”*.⁴³

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:

- 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 aggiuntivi di esclusione**: elementi che, ai fini della richiesta salvaguardia, tutela e valorizzazione del patrimonio ambientale, culturale, territoriale ed economico presente, seguendo

⁴³ 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).

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 svolgere 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 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, occorre 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), all'interno del quale saranno applicati i criteri di sostenibilità ambientale, sociale ed economica descritti nel presente Piano, al fine di individuare le aree idonee e non, per la prosecuzione delle attività upstream.

Tutte le altre aree in mare, nella ZEE e in terraferma diverse da quelle sopra indicate come ambito territoriale di riferimento (in pratica, tutte le aree non colorate in azzurro nella mappa in Figura 3.1-10) saranno con decreto del MITE chiuse definitivamente alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi.

Riassumendo, si evidenzia che l'area complessivamente interessata dall'ambito territoriale di riferimento del PiTESAI, pari a **156.403,76 km² (di cui 81,6% in terraferma e 18,4% a mare)**:

- ✓ a terra ricomprende il 42.5% del territorio nazionale.

Non saranno pertanto più interessate da attività di ricerca e coltivazione, 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 (quest'ultima 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) e il 5% della intera superficie marina sottoposta a giurisdizione italiana.

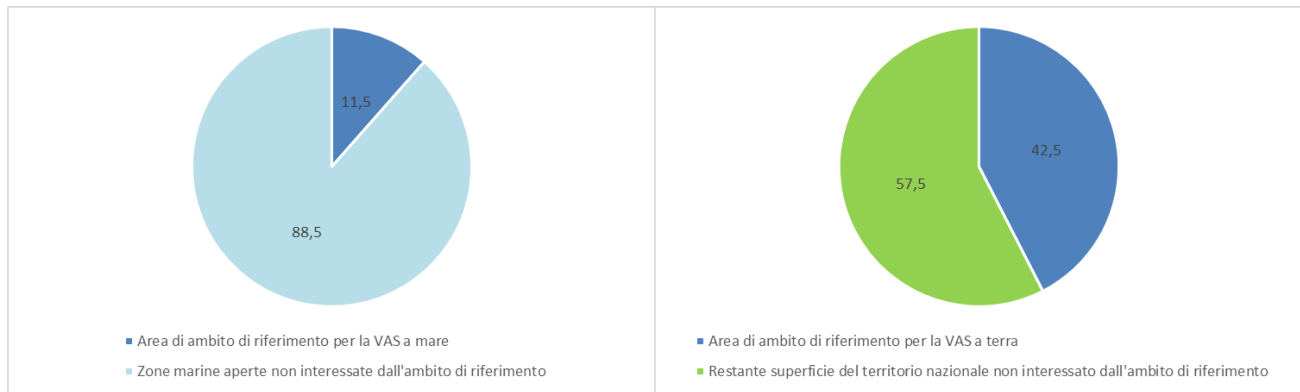
Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Figura 3.1-9: *Distribuzione a mare e a terra dell'ambito territoriale di riferimento per la Valutazione Ambientale Strategica del PITESAI*

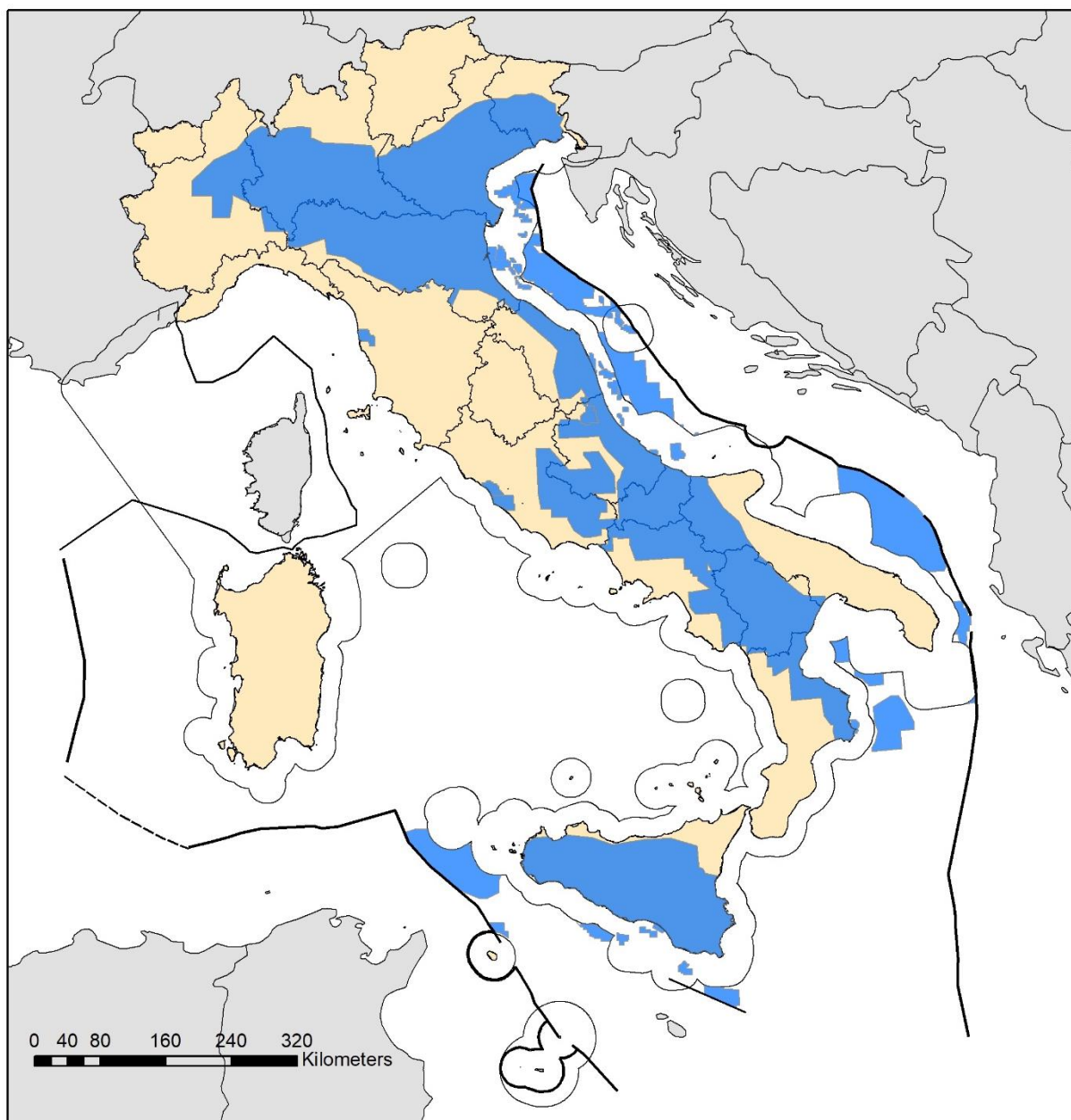


Figura 3.1-10: Carta dell'ambito territoriale di riferimento delle aree da verificare nel PiTESAI, in cui viene riportata anche la linea delle 12 miglia nautiche dalla costa e dalle aree marine protette considerata nella realizzazione dell'area stessa.

3.2. Determinazione delle aree potenzialmente idonee per la presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca

Definito il predetto ambito territoriale di riferimento delle aree da verificare nel presente Piano, sono pertanto individuabili consequenzialmente al suo interno 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 aggiuntivi di esclusione** di cui alle lettere **E** e **F** predette - link:

<https://sinacloud.isprambiente.it/portal/apps/webappviewer/index.html?id=44b6c75b5e994703b9bd6ad>

f51561a7d .

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 (di seguito c.d. 'aree idonee nella situazione ante operam') - casistica 1;**
- 2) **aree idonee alla prosecuzione:**
 - a. **dei procedimenti di conferimento per le istanze:**
 - i. **dei permessi di prospezione o dei permessi di ricerca già presentate⁴⁴,**
 - 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 è quella di cui al punto 1, che si effettua tramite l'applicazione dei criteri ambientali; tale attività sarà volta infatti a definire le aree – già aperte alle ricerche ma oggi prive di titoli minerari - dove, dopo l'adozione del 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*

⁴⁴ alla data del 13/02/2021 di entrata in vigore dell'art. 11-ter della L. 12/19.

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." **E' del tutto evidente, per il predetto principio, che nel caso di programma lavori presentati, o che dovessero essere presentati, nello stesso permesso di ricerca per l'esplorazione sia di olio e sia di gas (che saranno certamente suddivisi a diverse aree e a diverse profondità nel permesso), l'Amministrazione consentirà esclusivamente la prosecuzione della esplorazione del gas.**

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 (di seguito 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.**

3.3. 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 istanze e 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.1 - AREE IDONEE ALLA PROSECUZIONE DEI PROCEDIMENTI AMMINISTRATIVI RELATIVI ALLE ISTANZE DI PERMESSI DI PROSECUZIONE O DI PERMESSI DI RICERCA GIÀ PRESENTATE ALLA DATA DI ENTRATA IN VIGORE DELLA LEGGE N. 12/2019, ED IN CORSO DI SOSPENSIONE SINO AL 30/09/2021: potranno proseguire l'iter istruttorio previsto dalla normativa vigente solo i procedimenti amministrativi già in essere alla data del 13/02/2019, che hanno una data di presentazione dell'istanza successiva a quella del 01/01/2010 (quale soglia temporale ritenuta congrua con le finalità del Piano per determinare la sostenibilità amministrativa dello stesso procedimento, precedentemente alla quale detta sostenibilità non sussiste per cause da ascrivere a mancanza d'interesse del richiedente) e relativi alle istanze dei permessi di prospezione o dei permessi di ricerca relativi al gas, e non anche di quelli relativi a petrolio⁴⁵, per la sola parte di area richiesta che si troverà a insistere su aree definite come potenzialmente idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di

⁴⁵ Nel caso di programma lavori presentati, o che dovessero essere presentati, per l'esplorazione sia di petrolio e sia di gas nello stesso permesso di ricerca (che saranno certamente suddivisi a diverse aree e a diverse profondità nel permesso), l'Amministrazione consentirà esclusivamente la prosecuzione della esplorazione del gas.

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.

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, 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 procedimenti proseguono (in quanto rispettano i criteri ambientali di cui al PITESAI e saranno dichiarati in 'aree idonee nella situazione post operam') secondo l'iter valutativo previsto dalla normativa vigente, con la ripermetrazione d'ufficio di tutte le eventuali 'aree non idonee nella situazione ante operam' richieste nell'istanza;
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 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, 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 nel punto 1 predetto, 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.

Al riguardo della casistica di cui al predetto punto 2, si evidenzia che la stessa consta di pochissimi casi, tra l'altro anche già oggetto di VIA negative.

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 SINO AL 30/09/2021:

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, salvo quelli con un periodo di sospensione del decorso temporale continuativo superiore a 7 anni precedenti all'entrata in vigore della legge 12/2019, per motivi esclusivamente dipendenti da scelte del titolare del permesso e non dipendenti da ritardi autorizzativi o di VIA (quale durata temporale massima ritenuta congrua con le finalità del Piano per determinare l'interesse del titolare all'effettuazione

delle attività di cui al permesso stesso), le attività di ricerca negli stessi proseguono all'adozione del PiTESAI esclusivamente per l'individuazione di riserve di GAS 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 idonee nella situazione ante operam' 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 sopra menzionate, 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 O GIÀ APPROVATE NELLE CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE VIGENTI O IN FASE DI PROROGA:

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, con esclusione delle condotte interrate o sottomarine), in essere o già approvate:

1. si trovano tutte all'interno di 'aree idonee nella 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 anni⁴⁶ precedenti dall'adozione del Piano (soglia temporale di improduttività), per motivi dipendenti da scelte del concessionario, quali rinvii per studi o bassi prezzi del greggio o del gas (non comprovate 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 comunque 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, se le stesse infrastrutture si trovano tutte, o alcune di esse, all'interno di 'aree non idonee nella situazione ante operam', e sono riferite a concessioni:
 - a. in stato di produttività. Tali concessioni proseguono le attività di coltivazione in essere,

⁴⁶ 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.

- 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 socio-economici 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 specifiche finalità di coltivazione residue in essere nella concessione.
- b. in stato di improduttività da meno di 5 anni⁴⁶ precedenti dall'adozione del Piano (soglia temporale di improduttività) per motivi dipendenti da scelte del concessionario, quali rinvii per studi o bassi prezzi del greggio o del gas (non comprovate quindi da cause di forza maggiore o ritardi autorizzativi o di VIA). 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 specifiche finalità di coltivazione potenzialmente residua nella concessione. Nel caso in cui non sia riconosciuta dall'Amministrazione la possibilità dell'avvio o della 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, se le stesse infrastrutture sopra indicate si trovano tutte, o alcune di esse, all'interno di 'aree non idonee nella situazione ante operam', e sono riferite a concessioni in stato di produttività o di improduttività da meno di 5 anni⁴⁶ precedenti dall'adozione del Piano, (soglia temporale di improduttività) che a seguito di applicazione di una Analisi per la valutazione dei Costi e dei Benefici (CBA), secondo il modello di cui all'Appendice A in allegato, ottengano un risultato per cui i Costi della mancata proroga sono superiori ai Benefici, (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 specifiche finalità di coltivazione residue in essere nelle concessioni.

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, presentando il relativo programma di dismissione almeno due anni prima della scadenza. 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 non idonee nella situazione ante operam', e sono riferite a concessioni in stato di improduttività da più per es. di 3 / 5 anni (soglia temporale di improduttività) per motivi dipendenti da scelte del concessionario.

Come da normativa (Legge 623/1967, art. 19), le concessioni potranno essere ripermite secondo i primi di grado. Inoltre da art.6 comma 11 della legge 9/1991 "ove sussistano gravi motivi attinenti al pregiudizio di situazioni di particolare valore ambientale o archeologico monumentale, il permesso di ricerca può essere revocato, anche su istanza di pubbliche amministrazioni o di associazioni di cittadini ai sensi dell'articolo 2 della legge 7 agosto 1990, n. 241." L'art.6 comma 11 della legge 9/1991 estende il comma precedente anche alle concessioni. Si esaminerà poi ogni caso specifico di interferenza, soprattutto per quanto riguarda le infrastrutture in essere, valutando se sussistono le condizioni cartografiche per la ripermite come da normativa o se dovrà essere ridotta l'area, tramite interdizione dell'attività nella stessa, tenendo esclusivamente conto delle interferenze con vincoli assoluti e di esclusione.

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.

3.4. Conclusioni

Pertanto, alla luce di quanto sopra descritto, il **PITESAI determina:**

- 1) in primo luogo la chiusura alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di tutte le aree marine e terrestri non comprese nell'ambito territoriale di riferimento della pianificazione e valutazione del presente Piano, corrispondenti alla applicazione dei criteri di cui alle lettere A, B, C e D di cui al paragrafo 3.1 (cioè chiusura delle aree non individuate col colore azzurro nella Figura 3.1-10), mediante Decreto del Ministro della Transizione Ecologica da emanare entro tre mesi dall'adozione del PITESAI;**
- 2) in secondo luogo, 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 sarà volta a definire le 'aree potenzialmente idonee nella situazione ante operam' - (corrispondenti alle aree in azzurro nella mappa di fig. Figura 3.1-10 oggi prive di permessi di ricerca) - dove, dopo l'adozione del 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 risultanze della procedura di VAS..

La **valutazione** di cui al secondo livello determinerà 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 perciò come un atto di indirizzo generale, al fine di guidare la gestione delle procedure, in particolare anche **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 per es. di 3 - 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 2020⁴⁷ 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 sostanziale 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, oppure dichiarare conclusa l'attività estrattiva e procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale dei luoghi. I parametri della CBA saranno integrati con le indicazioni emerse dalla fase di VAS, secondo quanto riportato nei capitoli precedenti e nello specifico Allegato al presente Piano.

La metodologia di analisi Costi-Benefici per il settore onshore consentirà pertanto di valutare la convenienza che un titolo vigente, una volta giunto a scadenza, venga prorogato oppure che ne venga dichiarata conclusa

⁴⁷ pari a 4,42 miliardi di Sm3, con un decremento del 11,4 % rispetto alla produzione 2019 (4,98 miliardi di Sm3).

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. Per alcune casistiche particolari, quali le coltivazioni nella formazione delle argille scagliose nell'Appennino tosco emiliano, saranno adottati specifici criteri di intesa con la Regione Emilia Romagna.

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 introdurranno 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.

Nel caso della Regione Sicilia che ha competenze autonome in materia di ricerca e produzione di idrocarburi in terraferma, l'attuazione del PiTESAI sarà demandata a valutazioni e provvedimenti adottati dalla stessa regione (negli altri casi di autonomie regionali e provinciali questo tema non ha rilevanza, in quanto nei loro territori in pratica non vi sono già ora tali attività e, per quanto indicato nel Piano, non ve ne saranno in futuro).

Per quanto riguarda infine le attività in permessi di ricerca che potrebbero riprendere e i pozzi esplorativi che potrebbero essere perforati una volta scaduto il termine del 30 settembre 2021, nelle more dell'adozione del PiTESAI, si rileva che per ciascuno dei permessi in essere, di competenza statale, dopo il 30 settembre 2021 non ci sarebbe comunque alcuna ripresa diretta e immediata delle attività, in quanto non sono stati autorizzati dalle Sezioni UNMIG competenti della DGISSEG né nuovi pozzi né nuove indagini geofisiche in situ precedentemente al 13 febbraio 2019; in ogni caso si specifica che il decorso temporale di gran parte dei permessi di ricerca in essere era già stato sospeso su richiesta delle stesse società, prima dell'entrata in vigore della norma sul PiTESAI (prima del 13 febbraio 2019). Pertanto, al 30 settembre, con la ripresa di efficacia dei permessi di prospezione e ricerca, potranno infatti ripartire soltanto le attività amministrative, ma non è evidentemente possibile che venga avviata nei mesi successivi alcuna nuova attività operativa di ricerca sul territorio, dato che per effettuare una nuova perforazione di ricerca sarà comunque necessaria secondo le norme vigenti apposita autorizzazione, con effettuazione di una preventiva VIA, la cui emanazione dovrà comunque tenere conto delle previsioni del presente Piano.

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 affermano 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

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.

La considerazione emersa in sede di VAS circa l’introduzione di una sorta di “numero chiuso” di piattaforme presenti nell’offshore italiano, quale “criterio di invarianza” tra le infrastrutture da dismettere e quelle eventualmente da realizzare, non si ritiene applicabile al caso concreto in quanto non è in pratica prevista, per l’applicazione dei criteri restrittivi sulle aree marine aperte alla ricerca e coltivazione di idrocarburi presenti nel Piano, l’installazione di ulteriori infrastrutture fisse in mare in numero significativo. Non sarebbe comprensibile infatti, come una volta entrato in vigore il PiTESAI “*il numero complessivo di piattaforme e impianti estrattivi aumenti rispetto al numero attuale*”, laddove in funzione della razionalizzazione delle attività upstream che il PiTESAI intende effettuare, questo sia destinato a diminuire e non ad aumentare proprio in funzione delle attività di decommissioning che si renderanno necessarie per le infrastrutture esistenti nell’ambito dei titoli che verranno revocati o eventualmente delle istanze che verranno rigettate. In ogni caso il principio di invarianza suggerito in sede di VAS, non può trovare applicazione sia perché in contrasto con le finalità del PiTESAI che intende sostanzialmente affrontare la transizione energetica e la decarbonizzazione con un approccio strategico territoriale, valorizzando l’esistente, in termini di sostenibilità, pianificando per il futuro ed eliminando ciò che non è sostenibile da un punto di vista economico, sociale e ambientale (lo scopo del PiTESAI non è pertanto di garantire l’invarianza delle infrastrutture ma di razionalizzare l’esistente) sia perché il principio di invarianza andrebbe a collidere con la normativa del settore upstream. Questa prevede, infatti, come già ampiamente argomentato, l’obbligo per gli operatori di procedere con la chiusura dei pozzi e la dismissione delle piattaforme/infrastrutture con i successivi adempimenti ambientali di ripristino e/o bonifica una volta che siano cessate le attività (e in questo senso sono state recentemente presentate anche delle proposte normative da inserire nella legge di bilancio 2022, proprio al fine di rendere più cogenti e attuali tali obblighi) tale per cui i piani di decommissioning non possono essere condizionati alla realizzazione o meno di nuove infrastrutture, ma devono necessariamente rispettare i tempi e le modalità di dismissione imposti dalla normativa di settore nonché dagli uffici preposti in tal senso. Occorre inoltre rilevare che la proposta di applicazione del principio dell’invarianza per concedere la realizzazione di nuovi impianti “in cambio” dello smantellamento di almeno

un impianto inattivo non può trovare accoglimento anche per il fatto che gran parte delle concessioni esistenti e attive continueranno ad esercire le attività senza necessariamente ricorrere alla realizzazione di nuovi impianti, tale per cui si correrebbe il rischio di non incentivare alcun processo di decommissioning, ma anzi di rallentarlo.

Saranno pertanto aggiornate, come illustrato, le linee guida per la dismissione degli impianti di coltivazione non più produttive secondo le indicazioni sopra riportate mediante decreto del MITE da emanare entro tre mesi dalla adozione del PITSAI.

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 PITSAI, 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 PITSAI, 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.

L'attività di decommissioning rientra negli obblighi che l'operatore è tenuto a rispettare per legge dopo aver espletato l'attività di produzione e quant'altro previsto nel programma dei lavori; essa deve essere ricompresa e pianificata nell'ambito del programma lavori approvato in sede di rilascio del titolo minerario e l'operatore deve accantonare in bilancio durante il periodo di produzione i fondi necessari per coprirne i relativi costi; qualora la capacità economico-finanziaria iniziale dell'operatore sia inferiore a 10 milioni di euro vengono richieste adeguate garanzie fideiussorie che l'Amministrazione può eventualmente escutere nel caso in cui l'operatore non espleti appunto i suoi obblighi in materia.

Inoltre, meccanismi di *premierità* non appaiono pertanto applicabili per incentivare l'assolvimento di un obbligo, e ove essi fossero intesi per incentivare il decommissioning al posto del riutilizzo della infrastruttura per altri usi, si ritiene che la valutazione delle alternative debba essere effettuata in base alla specifica normativa esistente, anche per non creare oneri a valere sulla finanza pubblica o su fondi comunitari.

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.

Si specifica a tal proposito che la DGISSEG ha già trasmesso all’Ufficio Legislativo del MITE ad inizio settembre 2021, per l’inserimento nella legge di bilancio 2022, una specifica proposta di norma primaria, che potrà essere proposta al Parlamento, con la quale si conferma l’obbligo e le responsabilità dell’operatore di chiudere e dismettere le infrastrutture una volta cessato il loro uso, anche qualora venisse nominato custode, una volta cessato il titolo minerario; essa inoltre specifica che il rilascio di nuove autorizzazioni sarà condizionato alla presentazione di idonee fidejussioni a garanzia dei recuperi e ripristini ambientali, imponendo tale obbligo anche ai titoli in corso di vigenza, per i quali non sono previste nuove autorizzazioni. Essa propone anche 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.

È comunque prassi del MITE in fase di valutazione tecnica per la proroga delle concessioni in essere, subordinare l'emanazione del provvedimento di proroga di vigenza 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 minerarie 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 ai principi di cui alla normativa mineraria e ambientale attualmente in essere, 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.

Nel caso delle condotte di trasporto di idrocarburi interrato o sottomarine, sarà condotta una specifica valutazione ambientale per determinare la soluzione con minore impatto ambientale, ivi inclusa la loro inertizzazione e abbandono ove la rimozione comporti maggiori impatti complessivi.

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, come sopra meglio dettagliato, 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 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.

In relazione infine ad alcune richieste formulate in fase di VAS circa la necessità di fornire maggiori chiarimenti sulle attività della dismissione e rimessa in pristino delle aree che saranno individuate non idonee dal Piano *“considerato la proposta del Piano di destinare le aree a progetti di produzione di energia da fonte rinnovabile (fotovoltaico, eolico, geotermia...) o di riconvertire i giacimenti allo stoccaggio di gas o CO2”* si precisa preliminarmente, a tal proposito, che in base alla specifica previsione dell'art. 11-ter, comma 8, D.L. 135/2018 convertito con modificazioni dalla Legge n. 12/2019 e s.m.i.:

“Nelle aree non compatibili con le previsioni del Piano, entro sessanta giorni dall'adozione del medesimo Piano, il Ministero dello sviluppo economico avvia i procedimenti per il rigetto delle istanze relative ai procedimenti sospesi ai sensi del comma 4 e avvia i procedimenti di revoca, anche limitatamente ad aree parziali, dei permessi di prospezione e di ricerca in essere. Nelle aree non compatibili è comunque ammessa l'installazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. In caso di revoca, il titolare del permesso di prospezione o di ricerca è comunque obbligato al completo ripristino dei siti interessati. Nelle aree non compatibili, il Ministero dello sviluppo economico 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 PiTESAI. (...) Alla data di adozione del PiTESAI, 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 di conversione del presente decreto, mantengono la loro efficacia sino alla scadenza e non sono ammesse nuove istanze di proroga”.

Pertanto, alla data di adozione del PiTESAI saranno rigettate le istanze di prospezione e ricerca di idrocarburi, qualora ricadenti in aree ritenute non compatibili; in tal caso, trattandosi di istanze, non sussistono interventi sul territorio eventualmente oggetto di ripristino. Nelle aree non compatibili saranno invece revocati i permessi in essere, anche limitatamente ad aree parziali; in tal caso mentre per i permessi di prospezione non sussistono opere sul territorio da rimuovere, essendo titoli che consentono soltanto rilievi geologici, geochimici e geofisici, in terraferma o in mare, intesi ad accertare la natura del sottosuolo e del sottofondo marino, senza perforazione di pozzi, per i permessi di ricerca, ove generalmente sussistono pozzi esplorativi, il titolare è obbligato al completo ripristino dei siti interessati, sia in base a quanto specificatamente disposto dal citato art. 11-ter, sia in base alla normativa di settore in vigore. Quanto detto vale anche per le istanze di concessione, laddove queste saranno rigettate perché ricadenti in aree non

idonee; trattandosi infatti di mere istanze non sussistono ancora attività di coltivazione né le relative opere infrastrutturali, ma derivando da permessi di ricerca sussistono soltanto le opere realizzate per la ricerca di idrocarburi (essenzialmente pozzi esplorativi).

A tal proposito si segnala pertanto che l'art. 9 della Legge 30 luglio 1990 n. 221 prevede 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”*; anche il D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. detta 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. Più nello specifico, 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”*, prevede che sia presentato un programma di chiusura dei pozzi minerari non più suscettibili di utilizzo (o riutilizzo), comprendente il ripristino delle relative aree e la rimozione degli impianti connessi. In ogni caso, come già visto sopra, il Decreto Direttoriale del 15 luglio 2015 detta una specifica procedura che il titolare deve seguire per la chiusura dei pozzi ossia (art. 39)⁴⁸. Pertanto sussiste un iter normato che regola la fase delle chiusure minerarie e di ripristino dei luoghi. Tali aspetti, sono tuttavia oggetto di specifica proposta normativa di rango primario, da parte dell'Amministrazione proponente (DGISSEG) per le motivazioni già esplicitate.

Da ultimo, per quanto riguarda la possibilità di destinare le aree non idonee a eventuali progetti di produzione di energia da fonte rinnovabile (fotovoltaico, eolico, geotermia, etc.) o di riconvertire i giacimenti allo stoccaggio di gas o CO₂, si rappresenta che ciascuno di tali progetti è soggetto ad autorizzazione ministeriale, secondo apposita normativa, e pertanto laddove venissero presentate istanze in tempo utile per l'attivazione dell'iter di rilascio di dette autorizzazioni e di riconversione quindi di eventuali infrastrutture esistenti, l'Amministrazione valuterà caso per caso ogni aspetto funzionale in tal senso.

⁴⁸ “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”.