

Consultazione Proposta PiTESAI Osservazioni di ASSORISORSE

14 settembre 2021

Sommario

OSSERVAZIONI GENERALI SU LINEE STRATEGICHE E PRINCIPI DEL PIANO

TEMI SPECIFICI

- Vincoli da criteri ambientali:
 - osservazioni d'insieme su vincoli o tipologie di vincoli (per segnalazioni specifiche per singolo vincolo, vedasi relativo allegato no. I)

- Aree compatibili con la prosecuzione di attività di coltivazione già in essere (Proposta di Piano capitolo 3.2 pagg. 170 e 171)
 - Concessioni attualmente produttive in terraferma ricadenti in aree potenzialmente non idonee
 - Concessioni esistenti attualmente non produttive

- Valutazione degli impatti economico sociali: esaustività dei modelli e approccio per cluster (con relativo allegato no. II)

- Considerazioni su attività di Decommissioning e Recommissioning

ALLEGATI

I. Vincoli criteri ambientali

II. Valutazione degli impatti economico sociali

OSSERVAZIONI GENERALI SU LINEE STRATEGICHE E PRINCIPI DEL PIANO

Come si evince dallo stesso testo della norma che ha introdotto il Pitesai, risalente al Febbraio 2019, riteniamo che l'accelerazione del processo di transizione energetica degli ultimi anni stia determinando una diversa evoluzione delle finalità di tale norma.

L'originaria concezione ci sembra infatti che avesse lo scopo di definire in una ottica ambientale ed economico sociale dove poter fare e dove non poter fare in primo luogo nuove attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi, tant'è che venivano sospesi i relativi iter per permessi di prospezione e ricerca, non le istanze per nuove concessioni pendenti o per proroghe di concessioni in essere.

L'accelerazione della transizione energetica rivolta ad un progressivo phase out dei combustibili fossili (pur se non nel breve periodo) e i vincoli ambientali successivamente trattati stanno invece rendendo sempre meno rilevante l'avvio di nuove attività rispetto al garantire un ordinato utilizzo delle residue riserve energetiche delle concessioni esistenti, a prescindere dalla taglia dimensionale, senza creare situazioni "traumatiche" per gli operatori, per le filiere collegate e per il Paese stesso.

Va tra l'altro considerato che, mentre le nuove attività e le relative opere in un contesto di transizione energetica risultano meno condivise in termini di sensibilità da parte dell'opinione pubblica, le attività esistenti risultano il più delle volte accettate e meglio comprese dai relativi territori, in particolare nelle aree di storica presenza dell'industria mineraria nel Paese.

Sempre per le attività esistenti va altresì considerato che alcuni vincoli sono evidentemente stati definiti temporalmente in epoca successiva al rilascio di concessioni e all'installazione delle relative infrastrutture, per cui dovrebbe valere almeno per tali concessioni un "regime di salvaguardia", risultando altrimenti violato il legittimo affidamento del Concessionario.

Inoltre, per quanto possa essere comprensibile l'esigenza di tutela di un particolare elemento naturale o paesaggistico sottesa all'apposizione di uno specifico vincolo, in questi casi si ritiene necessario perseguire un bilanciamento degli interessi in gioco, che consenta di tutelare il bene protetto, ma contestualmente salvaguardando il diritto del concessionario di proseguire nella propria attività di produzione (bilanciamento, questo, da valutare caso per caso e non a priori su un criterio puramente geometrico)¹.

In tale ottica per le attività esistenti si ritiene che il previsto sistema di vincoli vada ricondotto a valutazioni sito specifiche e che solo rispetto all'esito negativo delle stesse possa essere prevista l'interruzione dell'attività stessa anticipatamente rispetto all'esaurimento delle riserve producibili, contemplando in tal caso un sistema di indennizzi in relazione al legittimo affidamento del Concessionario (vedasi il successivo capitolo "Aree Compatibili con la prosecuzione di attività già in essere").

Le medesime considerazioni valgono anche rispetto all'ipotesi di revisione triennale dei criteri ambientali in un'ottica dinamica e adattativa.

¹ La giurisprudenza amministrativa ha anche recentemente avuto modo di chiarire che "Non solo, dunque, la tutela dei valori naturalistici non è un valore finale ed assoluto, bensì funzione di un obiettivo ulteriore ("il miglioramento delle condizioni di vita delle comunità locali"), ma, oltretutto, essa deve armonizzarsi con il concorrente profilo della "realizzazione di un equilibrato rapporto tra attività economiche ed ecosistema" (Cons. St., sez. IV, n. 5964 del 20.8.2021).

TEMI SPECIFICI

Vincoli da criteri ambientali: osservazioni d'insieme su vincoli o tipologie di vincoli

Si riassumono di seguito alcune osservazioni d'insieme sui vincoli ambientali previsti dal PiTESAI o su alcune tipologie di vincoli. Per segnalazioni specifiche per singolo vincolo, vedasi relativo allegato no. I.

1. Come già segnalato in precedenti occasioni, nel Piano dovrebbe essere chiarito il fatto che le pipeline non sono considerate tra le strutture di una concessione, per cui la verifica dell'eventuale sovrapposizione con i vincoli dovrà essere effettuata esclusivamente per aree pozzo e aree centrali.
2. Con riferimento alla previsione di ripermetrazioni delle concessioni o dei permessi rispetto ad aree in vincolo, indicate in diversi casi nel Piano, si evidenzia che le attuali norme in materia di ripermetrazione (definite dalla Legge 21 luglio 1967, n. 613) prevedono una rigidità di tipo geometrico che non consente un'agevole eliminazione di piccole aree soggette a vincolo, se non includendo estese porzioni circostanti; si richiede pertanto che tali norme siano aggiornate e modificate di pari passo con l'adozione del PiTESAI, per applicare quanto previsto nel Piano.
3. Numerosi vincoli, ed in particolare quelli n. 3-4-5-16-20-32-42-43, risultano scarsamente applicabili alle attività upstream, in quanto il loro nesso causale è veramente debole e poco intuitivo. Inoltre, risulterebbero ben più applicabili alla generalità di altre attività industriali insistenti nelle medesime aree, che tuttavia non sono sottoposte ad alcuna fase di screening ambientale.
4. Vari vincoli (ad esempio vincoli 5-14-18-19-22-23-28-30-32-33-37-38-40-42-43) risultano ancora non definiti o in corso di definizione, per cui non è possibile fare valutazioni puntuali, a maggior ragione quando risultano non cartografabili ("si rimanda alle successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS"). La fase di consultazione pubblica deve rendere disponibile l'intera documentazione, ai fini della raccolta di ogni possibile osservazione, senza rimandare a fasi successive che non prevedono di nuovo il coinvolgimento degli stakeholders. Questa descrizione dei vincoli non è condivisibile, né dal punto di vista tecnico, né dal punto di vista più strettamente formale del procedimento VAS.
5. Alcuni vincoli definiti come assoluti o relativi di esclusione risultano distribuiti a macchia di leopardo in modo molto diffuso sul territorio (ad esempio vincoli 3-4-25-28). Pertanto, è difficile immaginare come le concessioni o i permessi di ricerca possano essere "ritagliati" escludendo di fatto le aree soggetto a vincolo, che in talune zone costituiscono la porzione più rilevante del territorio (in termini areali).
6. I vincoli 3-4-5-26-28-30-31 definiti come "assoluti" e/o "relativi di esclusione" dovrebbero essere considerati più correttamente come vincoli relativi di attenzione/ approfondimento, per spingere la valutazione a livello di singolo caso specifico.

Aree compatibili con la prosecuzione di attività di coltivazione già in essere

Concessioni attualmente produttive in terraferma ricadenti in aree potenzialmente non idonee

Alla luce di quanto riportato nel Capitolo 3 della Proposta di Piano, intitolato “*Determinazione delle Aree Idonee e dei titoli vigenti compatibili ai sensi dell’art. 11-ter comma 8 legge 12/19*”, la valutazione della possibile prorogabilità di concessioni di coltivazione in terraferma, esistenti e produttive, che dovessero ricadere in aree definite, nella cd. situazione “ante operam”, come “potenzialmente non idonee”, sembrerebbe essere fondata su un’analisi dei Costi e dei Benefici, secondo il modello “*Cost Benefit Analysis*” (CBA) di cui all’Appendice A allegata alla Proposta di Piano. Ed infatti, secondo quanto si evince dal richiamato Capitolo 3, le concessioni di coltivazione in terraferma che si trovino nelle predette condizioni (*i.e.* concessioni vigenti e produttive alla data di adozione del PiTESAI, ricadenti in aree definite potenzialmente non idonee) potranno essere prorogate e proseguire l’attività di coltivazione solo se “*a seguito di applicazione di una analisi per la valutazione dei Costi e dei Benefici, secondo il modello di cui all’Appendice A in allegato, ottengano un risultato a favore dei Benefici rispetto a quello dei Costi*” (cfr. pag. 171).

Senonché, proprio esaminando il richiamato modello “*Cost Benefit Analysis*” (CBA) di cui all’Appendice A allegata alla Proposta di Piano, non è chiaro come in esso siano stati valutati gli indennizzi dovuti da parte dello Stato a favore degli operatori in caso di anticipata chiusura o mancata proroga del titolo minerario rispetto alla vita utile tecnico/economica dello stesso. Nella richiamata Appendice A, infatti, è riportato solo che “*Fra gli elementi non quantificati in maniera specifica nella CBA proposta (ma impliciti nell’analisi dei costi) vi sono gli eventuali indennizzi da parte dello Stato versati agli operatori energetici danneggiati per inadempimento contrattuale, nel caso in cui il titolo minerario non venga rinnovato nonostante l’esistenza di riserve residue*”. Identica risposta, poi, è stata fornita sul punto con la nota del Ministero della Transizione Ecologica pubblicata il 6.9.2021 di riscontro ad una specifica richiesta di chiarimenti avanzata dalla Scrivente Associazione. Tuttavia una tale precisazione non chiarisce, né motiva, come sia stato valutato il peso di tali indennizzi nel predetto modello di analisi costi/benefici.

Ferma l’assenza di indicazioni al riguardo, la Scrivente Associazione osserva comunque sin d’ora quanto segue.

Va da sé che l’ipotesi di mancata proroga di una concessione mineraria esistente e produttiva, tale da impedire il completamento dell’attività di coltivazione di idrocarburi secondo i piani originari e sino all’esaurimento delle riserve utili del giacimento, si traduca in una violazione del legittimo affidamento dei privati concessionari.

Non può essere certamente contestato che i titolari di permessi vantino un legittimo affidamento nella sicurezza del rapporto giuridico con l’Amministrazione. Il rilascio del titolo avviene all’esito di un complesso iter durante il quale gli aspetti ambientali sono ampiamente presi in considerazione.

La giurisprudenza della Corte costituzionale è consolidata nel riconoscere, al riguardo, che “*il valore del legittimo affidamento riposto nella sicurezza giuridica trova copertura costituzionale nell’art. 3 Cost.*” e che si ha violazione di detto principio ogniqualvolta il legislatore intervenga in senso peggiorativo sui rapporti di durata (c.d. retroattività impropria) in maniera irragionevole, improvvisa o sproporzionata. I presupposti di una lesione del legittimo affidamento di un privato, in particolare, si riscontrano quando “*la posizione giuridica che dà luogo a un ragionevole affidamento nella permanenza nel tempo di un determinato assetto regolatorio*” risulta “*adeguatamente consolidata, sia per essersi protratta per un periodo sufficientemente lungo, sia per essere sorta in un contesto giuridico sostanziale atto a far sorgere nel destinatario una ragionevole fiducia nel suo mantenimento*” (*ex multis*: Corte cost. sent. n. 56 del 2015).

Ebbene, in un caso come quello che si prospetta nell'ipotesi in cui a concessioni di coltivazione esistenti e produttive venga sottratta la possibilità di essere ulteriormente prorogate, nonostante l'esistenza di riserve nel relativo giacimento e quindi nonostante la loro potenziale produttività, sussistono entrambi i presupposti per configurare un'illegittima lesione dell'affidamento legittimo dei privati concessionari. Si tratta, infatti, di uno scenario in cui:

- (i) per un verso, vi sarebbe un'indubbia compromissione di un affidamento del privato consolidato nel tempo; ed infatti, tutte le concessioni di coltivazione esistenti sono state rilasciate in data anteriore all'adozione del PiTESAI, nel vigore di un quadro normativo che prevedeva un sistema ordinario di proroghe dei titoli, tale da assicurare un'estensione della loro durata funzionale a garantire lo sfruttamento del giacimento sino all'esaurimento della sua vita utile (cfr. l'art. 13 del D.lgs. n. 625/1996, poi consolidato nell'art. 9, co. 8, della l. n. 9/1991, parla di vero e proprio "diritto" del concessionario alla proroga del titolo laddove ciò sia necessario a completare lo sfruttamento del giacimento);
- (ii) per altro verso, la modifica introdotta dall'art. 11 *ter*, comma 8, del d.l. n. 135/2018, conv. in l. n. 12/2019, cui la Proposta di Piano intenderebbe oggi di dare attuazione, può dirsi senz'altro del tutto imprevedibile per il privato concessionario, il quale, come detto, quando ha ottenuto la concessione di coltivazione ha fatto affidamento su di un regime normativo che assicurava, senza eccezioni, la prorogabilità della concessione medesima sino alla vita utile del giacimento.

In un caso come quello in esame, dunque, si realizzano i presupposti classici, da un lato, della violazione della certezza del diritto (perché vengono cambiate le regole del gioco inizialmente poste dalla legge per accedere alla concessione) e, dall'altro, della violazione del legittimo affidamento del privato (perché viene contraddetta la fiducia del concessionario quanto al rispetto da parte dello Stato di regole giuridiche consolidate nel tempo e di cui non era prevedibile intervenisse un repentino e ingiustificato cambiamento).

In questi stessi termini, peraltro, giova dar conto che il legittimo affidamento del privato è un valore protetto anche a livello europeo, sia nelle pronunce della giurisprudenza eurounitaria (*ex plurimis* TUE, Sent. 4 maggio 2017, T-744/14, *Meta Group c./ Commissione*), che in quelle della Corte Europea dei Diritti dell'Uomo (cfr. CEDU, sent. 15 aprile 2014, *Stefanetti e altri c. Italia*; nonché Id., sentt. 7 giugno 2011, *Agrati ed altri c. Italia*; 31 maggio 2011, *Maggio c. Italia*).

Da tutto ciò consegue, come detto, che l'ipotesi della mancata proroga di una concessione di coltivazione di idrocarburi esistente e produttiva, tale da impedire al privato concessionario di proseguire la propria attività di impresa secondo i piani originari di coltivazione e sino all'esaurimento delle riserve utili del giacimento, si traduce in una violazione del legittimo affidamento dello stesso. Il che dà luogo al diritto di quest'ultimo ad ottenere non solo un indennizzo da parte dello Stato definito sulla base di parametri certi, ma anche ogni ulteriore risarcimento dei danni che ne potrebbero derivare (non solo in termini di mancata produzione, ma anche e soprattutto in termini di costi legati alla chiusura anticipata dell'attività).

Ciò debitamente osservato, considerato che la vita produttiva residua delle concessioni di coltivazione esistenti, con infrastrutture già realizzate, dalla stessa analisi riportata nei documenti di consultazione rientra nell'arco temporale in cui il mix energetico nazionale prevedrà ancora un significativo utilizzo del gas naturale, non si vedono ragioni per non portare a fine vita produttiva tali concessioni. Il che eviterebbe l'insorgere di inevitabili, numerose e rilevanti richieste di indennizzi da parte dei privati concessionari, per le ragioni sin qui esposte.

Quanto sopra andrebbe considerato in prima istanza per le concessioni che hanno una consistenza delle riserve pari o superiori a determinata "soglia", in analogia a quanto previsto nella Proposta di Piano per le istanze di concessione pendenti in aree potenzialmente non idonee su cui siano già stati realizzati pozzi esplorativi (punto 2, pag. 169). Per l'individuazione delle possibili soglie, il

riferimento sono le nostre osservazioni relative alle Concessioni esistenti attualmente non produttive, cui pertanto si rinvia (vedi paragrafo successivo).

Per le concessioni con una consistenza delle riserve sotto i valori soglia, si propone di effettuare una analisi dei vincoli sito-specifica per verificare che l'area della Concessione sia o meno compatibile con la prosecuzione delle attività di coltivazione già in essere

Concessioni esistenti attualmente non produttive

Per quanto attiene le concessioni esistenti non produttive, rispetto alla distinzione formulata nella Proposta di Piano basata esclusivamente sull'ampiezza del periodo temporale di improduttività imputabile a scelte del concessionario (circostanza non sempre facilmente individuabile), si vedrebbe più efficace, nell'interesse anche della PA, adottare un criterio analogo a quello individuato nella Proposta di Piano per le istanze di concessione pendenti in aree potenzialmente non idonee su cui siano già stati realizzati pozzi esplorativi e basato su una "soglia" di consistenza delle riserve di gas, in questo caso certe e probabili (2P) per concessioni esistenti che abbiano già prodotto.

Considerato che le concessioni esistenti non produttive nella generalità dei casi già dispongono degli impianti necessari alla rimessa in produzione, si propone pertanto di assimilare al regime previsto per le concessioni produttive della medesima casistica quelle attualmente non produttive per scelta del concessionario che riavviino l'iter per la ripresa della produzione entro 18 mesi, ove presentino le seguenti "soglie" minime di riserve (i valori minimi sono crescenti in funzione della rilevanza / impatto delle opere da realizzarsi per riprendere la produzione):

- 50 milioni di metri cubi nel caso il relativo programma lavori richieda solo l'ammodernamento degli impianti di superficie e/o puri interventi manutentivi dei pozzi;
- 100 milioni di metri cubi nel caso risultino necessari interventi di work over.

Valutazione degli impatti economico sociali: esaustività dei modelli e approccio per cluster

Le osservazioni che seguono sono incentrate sugli aspetti economico-sociali delle attività di produzione di olio e gas e, in particolare, sul relativo modello di valutazione proposto dalle Istituzioni. Considerando che le risultanze derivanti dall'utilizzo di tali modelli influenzeranno sensibilmente la prosecuzione o meno nella fase di transizione energetica dell'attività di numerose concessioni, in particolare in terraferma, elenchiamo sinteticamente gli elementi che originano difficoltà interpretative e implementative sia rispetto a quanto contenuto nella Proposta di Piano pubblicata a inizio luglio sia in relazione ai chiarimenti ricevuti da DGCRESS a inizio settembre, dietro specifica richiesta formulata dall'Associazione.

Relativamente alla **Cost Benefit Analysis (CBA)** - modello di valutazione impiegato per le **attività onshore** e focus del Piano – si evidenziano i seguenti aspetti:

- 1. Assenza di considerazione della presenza storica di una concessione.** Il modello si basa sulla differenza tra uno scenario baseline e uno scenario di decommissioning, prendendo quindi a riferimento il solo periodo intercorrente tra la scadenza della concessione e il fine riserve: questo approccio non contempla in toto il fattore storicità della concessione, che spesso è sinonimo di integrazione nel tessuto economico locale e di rapporti proficui con altre attività del territorio.
- 2. Non verificabilità e parzialità di alcuni parametri utilizzati nell'equazione CBA.** La CBA proposta non sembra contemplare tutti gli indicatori che compongono il bilancio socio-economico complessivo delle attività di esplorazione e produzione. I dati reali riferiti ai principali bacini (geografici o gestionali) di produzione, analizzati nel dettaglio nel documento allegato, dimostrano una ricchezza di sfumature nella valutazione dell'impatto economico e sociale delle attività che ancora non si coglie nella metodologia proposta. Di seguito si riportano le nostre sintetiche osservazioni sui parametri inclusi nel modello la cui equazione viene di seguito ripresa per facilità di lettura:

$$\text{Eq.} \quad CBA_t = \sum_{x=\text{anno 0}}^{\text{fine riserve}} MP_x + PV_x + Decom_x + Emis_{,x} + Ser. Eco_{,x} + Imp. Vis_{,x}$$

Impatto della mancata produzione di idrocarburi sul Valore Aggiunto nazionale (costo), MP:

- è un parametro che non tutela adeguatamente i numerosi casi di produzioni medio piccole che, giocoforza, hanno un impatto minore su Valore Aggiunto e PIL a scala nazionale, pur determinando impatti significativi sull'economia a scala locale e sui relativi aspetti sociali;
- non si comprende quale anno di riferimento verrà effettivamente utilizzato per valorizzare la mancata produzione; sarebbe forse opportuno definire un range temporale su cui calcolare un prezzo medio da applicarsi in modo uniforme al momento dell'effettiva valutazione delle concessioni, anche al fine di non risentire in modo fortemente negativo di anni anomali lato prezzi (come il 2020);
- non è verificabile come vengano costruiti i “moltiplicatori di impatto” necessari per trasformare il valore della mancata produzione nella stima di impatto sul valore aggiunto nazionale: ad esempio, non è ad oggi testabile se il suddetto moltiplicatore - si cita a titolo di esempio la tabella 1 della risposta fornita da DGCRESS, colonna H, pagina 6) - includa

e in che modo gli occupati diretti, indiretti e l'indotto che gravita attorno alle attività di coltivazione di idrocarburi, aspetto che l'analisi completa fornita in allegato evidenzia come particolarmente rilevante, anche in considerazione dell'alta specializzazione di imprese e manodopera coinvolte, spesso concentrate in modelli distrettuali. Ancora, non è verificabile se e come vengano considerati il maggior costo di importazione susseguente alla mancata produzione sul territorio nazionale o i consistenti tributi erariali e locali versati (royalties, canoni, IMPI, etc). Il documento completo allegato evidenzia la rilevanza di questi indicatori

Impatto delle attività di produzione fotovoltaica nelle aree precedentemente occupate dalle centrali di trattamento sul Valore Aggiunto nazionale (beneficio), PV:

- Nonostante Assorisorse espliciti nelle proprie osservazioni la disponibilità al riutilizzo delle aree interessate alle attività Upstream per la produzione di energia da rinnovabili, non si ritiene affatto scontata la duplice assunzione che tale ipotesi sia percorribile per la generalità dei casi e che determini un beneficio economico. Sarebbe importante comprendere su quale *ratio* si fonda.
- Per la relativa valorizzazione in euro si impiega poi il PUN 2018, significativamente più elevato di quello del 2019 e giocoforza del 2020; in coerenza con quanto sopra espresso, sarebbe forse opportuno definire un range temporale di riferimento e il relativo prezzo medio.
- Per la valorizzazione in euro vengono attualizzati i flussi di cassa relativi ad un periodo temporale pari all'intera vita utile del parco fotovoltaico (30 anni negli esempi riportati a pag. 9 e pag. 24 risposta DGCRESS), senza considerare che le risorse dei giacimenti presi in considerazione si esauriranno in ogni caso prima della data di fine vita, andando perciò a sovrastimare il beneficio atteso per il periodo compreso tra la fine delle riserve dei giacimenti (rispettivamente nei due esempi 2030 e 2040) a la fine della vita utile del parco (2055).
- L'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile o alternativa potrebbe non essere inserita in sostituzione ma anche congiuntamente all'attività mineraria, tramite l'utilizzo di parte o tutte le aree al momento di pertinenza di una concessione. La disponibilità a dar corso a tali iniziative dovrebbe rappresentare per gli operatori un fattore positivo di cui tenere conto e non un elemento a favore della cessazione dell'attività mineraria.

Impatto delle attività di decommissioning sul Valore Aggiunto nazionale (beneficio), Decom;

- I costi indicati per le attività di decommissioning sono molto generici e basati su rare informazioni disponibili mentre dovrebbero essere più appropriate valutazioni sito-specifiche.

Impatto delle emissioni evitate (beneficio), Emis.;

- Nell'equazione proposta non vengono considerate le maggiori emissioni associate alla produzione e al trasporto di idrocarburi importati – e quindi estratti altrove - in sostituzione della mancata produzione interna (Costo). Queste ultime potrebbero essere calcolate: in base alla distanza tra il punto di immissione del giacimento ed il punto di import più vicino (isolando l'effetto sul territorio nazionale) oppure considerando l'emissione a partire dal paese di provenienza con un approccio più globale.

- I parametri di emissione per la produzione onshore (Tabella 6 risposta DGCRESS) e i valori dei fattori di danno utilizzati per la valutazione dei costi esterni (Tabella 7) sono derivati da precedenti progetti RSE, di cui non sono forniti i dettagli; pertanto, i valori proposti risultano ad oggi non verificabili.

Impatto del ripristino dei servizi ecosistemici (beneficio), Serv.Eco.;

- Non si riesce a verificare come questo parametro prenda in considerazione l'eventuale realizzazione di produzione PV nell'area;
- Laddove le aree pozzo sono ubicate in contesti fortemente antropizzati, la metodica tende a sovrastimare i benefici.

Impatto visivo evitato degli impianti estrattivi (beneficio), Imp.Vis.

- Il parametro espresso dall'impatto visivo evitato è basato su diverse citazioni di studi e letteratura ma rimane del tutto svincolato dalla presenza storica degli impianti nel territorio. Rimangono inoltre forti elementi di soggettività nella sua misurazione come il riferimento a "l'andamento di un indice di valutazione della qualità del paesaggio basato sulla presenza ravvicinata di manufatti antropici".
- Nella valutazione degli impatti visivi, le aree pozzo sono sempre ripristinate a usi agricoli: tale scenario assume che tali aree non ricadano entro aree di tipo industriale, ma questo non si verifica su tutte le concessioni;
- Inoltre, per le aree di centrale si assume un impatto visivo nullo dopo il decommissioning: ipotizzando l'installazione di un campo fotovoltaico, andrebbe più correttamente simulato tale scenario, il cui impatto visivo non è nullo.

3. Altre componenti. Rimane arbitraria l'esclusione dal calcolo costi/benefici degli indennizzi che lo Stato potrebbe trovarsi a dover pagare agli investitori che vedono chiuse anticipatamente le loro concessioni, in quanto vengono considerati impliciti nella valutazione delle perdite da parte della collettività. Inoltre, non si comprende il motivo per cui le misure di compensazione potranno essere inserite nel calcolo sito-specifico, ma non anche le voci dirette di tassazione (es. royalties, oneri) e gli indennizzi agli operatori.

In aggiunta alle predette osservazioni, anche la ristrettezza dei tempi rispetto alla data di pubblicazione dei chiarimenti di DGCRESS (il 6 settembre scorso) non ha consentito alla scrivente e alle proprie associate di testare l'attendibilità del modello su una rosa di casistiche sufficientemente ampia per stimarne gli effetti complessivi sulle concessioni onshore italiane.

Alla luce di quanto esposto, permangono ad oggi diversi elementi che portano la scrivente Associazione a ritenere inappropriato – per come si presenta allo stato attuale e per le tempistiche correlate – l'utilizzo della CBA proposta, evidenziando persistenti esigenze di chiarificazione e di verificabilità su numerosi aspetti.

Da qui, **tre proposte** da implementarsi con un processo di coinvolgimento degli stakeholder, in linea con quanto sta avvenendo negli altri Paesi europei:

- ✓ Introdurre e/o rendere verificabili gli indicatori citati nelle predette osservazioni e al momento non esplicitati dalla CBA, al fine di cogliere tutte le sfumature che le attività upstream presentano sotto il profilo socio-economico, riprese più estesamente nel nostro documento di seguito menzionato.
- ✓ Superare l'approccio per singola concessione a vantaggio di un approccio per cluster che meglio riflette la caratterizzazione italiana dei campi a olio e a gas, anch'esso trattato nel documento di seguito menzionato.
- ✓ Avviare una fase di test per gli operatori – da effettuare anche congiuntamente con gli stakeholder – per verificare sulle concessioni esistenti l'impostazione completa del modello di valutazione, al fine di poter comprendere pienamente tutti gli impatti e consentire eventuali aggiustamenti.

La più completa articolazione delle nostre considerazioni, proposte e studi è riportata nell'allegato II *“Valutazione degli impatti economico sociali: esaustività dei modelli e approccio per cluster”*.

Considerazioni su attività di Decommissioning e Recommissioning

Decommissioning

Il PiTESAI ha anche lo scopo di regolare la fase di decommissioning delle attività minerarie (chiusure minerarie, smantellamenti e ripristini ambientali) definendone “*tempi e modi di dismissione e rimessa in pristino dei luoghi da parte delle relative installazioni che abbiano cessato la loro attività*”. Il Rapporto Ambientale riprende più volte questo concetto, ma nella pratica non fornisce dettagli circa le modalità operative, che sono invece rimandate ad altri documenti ed al possibile aggiornamento delle attuali Linee Guida (pubblicate nel 2019) sulle dismissioni delle piattaforme.

In attesa di poter trattare tale tema organicamente si anticipa un punto di rilievo riguardante il tema delle condotte. Le tabelle e le indicazioni di pagina 108 del Rapporto Ambientale e di pagina 105 della Proposta di Piano prevedono la rimozione sia delle condotte interrate onshore, sia di quelle sottomarine. Come già descritto in uno studio nel 2014/2015 conseguente al pronunciamento della Regione Marche secondo cui, al termine della vita utile, una sealine si sarebbe dovuta interamente rimuovere, l’asportazione delle condotte, ove non indispensabile per ragioni evidenti, dal punto di vista ambientale determina un impatto molto pesante, soprattutto a mare, anche per la durata stessa delle attività. L’approccio di rimozione integrale delle condotte contrasta quindi con gli obiettivi del Piano riguardo alla tutela dei mari, delle risorse ittiche, ecc., generando nella pratica impatti ambientali maggiori dei benefici attesi.

Tantopiù che nello stesso Rapporto Ambientale vengono richieste l’inertizzazione e la bonifica delle tubazioni. Tali attività costituiscono già una garanzia ambientale e quindi consentirebbero di lasciare in sito la condotta, senza l’obbligo di rimozione.

Lo stesso ragionamento vale per le condotte onshore; anche per queste ultime infatti, salvo casi particolari, la inertizzazione e bonifica, ove non sia prevista una rifunzionalizzazione, presentano un impatto ambientale decisamente meno rilevante della rimozione.

La presenza di condotte lasciate in posto, previa bonifica ed inertizzazione, non inficia la possibilità di riutilizzo del terreno o del mare per altre attività antropiche, come l’agricoltura o la pesca.

Recommissioning

Con l’obiettivo di contribuire alla riduzione delle emissioni della CO₂ in atmosfera e di conseguenza di contrastare il cambiamento climatico, gli operatori accolgono positivamente anche per le attività in terraferma la prospettiva, espressa nella Proposta di Piano, di riutilizzare parte o tutte le aree al momento di pertinenza mineraria di una concessione per installare impianti di produzione di energia rinnovabile o alternativa. Questi impianti per talune casistiche potrebbero anche essere avviati da subito nelle concessioni vigenti, su aree minerarie, per integrare la produzione di idrocarburi o per soddisfare l’autoconsumo di energia elettrica.

Analogo discorso vale riguardo la cattura e stoccaggio dell’anidride carbonica (Carbon Capture and Storage - CCS), che costituisce una delle linee strategiche di riferimento UE verso la neutralità carbonica.

Le “schede tipo” che seguono trattano le seguenti casistiche:

- fotovoltaico ed eolico/mini eolico;
- biogas/biometano;
- riutilizzo con idrogeno blu e CCS.

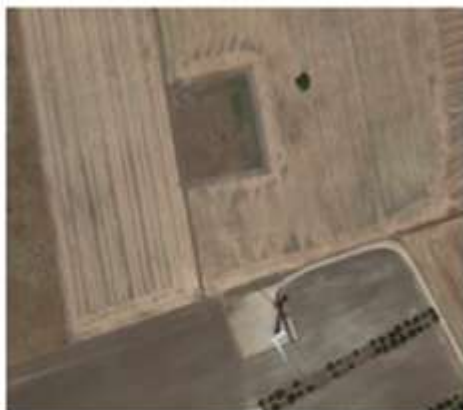
Elementi comuni necessari per una rapida implementazione dei progetti sono rappresentati da:

- iter autorizzativi semplificati, nella direzione di quanto si sta definendo nel contesto del PNRR;
- raccordo tra normative minerarie e nuove installazioni nell’ottica di una “transizione” nell’utilizzo delle relative aree ed infrastrutture.

Ovviamente la disponibilità a dar corso a tali iniziative congiuntamente all’attività mineraria dovrebbe rappresentare per gli operatori interessati, a livello di singolo titolo o di loro portafoglio titoli, un fattore positivo di cui tenere conto, non un elemento a favore della cessazione dell’attività mineraria, che, nel caso specifico, è quella che consente di sviluppare la produzione di energia rinnovabile o alternativa.

**Riutilizzo di aree minerarie on-shore
per installazione impianti di produzione energie rinnovabili
IPOTESI DI RIUTILIZZO CON FOTOVOLTAICO, EOLICO/MINIEOLICO**

- **Obiettivi** – Riutilizzo delle aree per produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, senza consumo ulteriore di suolo; riconversione in tempi brevi per favorire la transizione energetica, mantenendo economicità degli investimenti
- **Sistemazione dell'area** – Chiusura mineraria dei pozzi, decommissioning degli impianti di trattamento idrocarburi in area centrale; eventuali bonifiche ambientali (qualora necessarie in conformità all'uso di tipo industriale); riutilizzo della massicciata come piano di appoggio per le nuove strutture; riutilizzo della cabina di trasformazione elettrica e degli allacci alle reti
- **Impianti di produzione energie rinnovabili** – Installazione di impianto fotovoltaico sull'area della centrale di trattamento (estensione 2-3 ettari, potenza installabile 2-3 MW) e/o di impianto eolico/minieolico (1 torre con aerogeneratore su ciascuna area pozzo, potenza installabile fino a 20-30 MW)
- **Collegamenti** – Posa di linee elettriche per l'interconnessione con la rete, lungo i tracciati delle condotte gas esistenti, per minimizzare interferenze e lavori civili



**Riutilizzo di aree minerarie on-shore
per installazione impianti di produzione energie rinnovabili
IPOTESI DI RIUTILIZZO CON VALORIZZAZIONE DI RIFIUTI A
BIOGAS/BIOMETANO**

- **Obiettivi** – I trattamenti di valorizzazione di rifiuti a biogas/biometano si propongono come tecnologie alternative che potrebbero inserirsi in un mercato regionale in cui vi è una forte necessità di trattamento di rifiuti organici
- **Sistemazione dell'area** – Chiusura mineraria pozzi afferenti alla centrale non più produttivi, decommissioning parziale o totale della centrale, bonifica/pulizia condotte che rimangono in situ; massicciata, analizzata ai sensi della normativa vigente, resta in posto; area di proprietà – estensione minima 1.8 ha
- **Impianto/fasi principali** – Utilizzo parziale delle apparecchiature di centrale (compressori, scambiatori di calore, sistemi di controllo, ecc.) – installazione di facilities dedicate (stoccaggio, digestore anaerobico, ecc.) per la produzione di biometano (waste to gas per esempio):
 - Pretrattamento della biomassa (omogeneizzare + separare plastiche e metalli)
 - Digestione anaerobica (degradazione batterica in assenza di O₂)
 - Trattamento del digestato (tipicamente compostaggio)
 - Upgrading del biogas a biometano (separare CH₄ e CO₂)



- **Punti di Forza/opportunità** - Possibile riutilizzo dei componenti già presenti; ubicazione in area industriale; allaccio alla rete Snam presente; possibili ibridazioni/integrazioni con altre tecnologie:
 - Uso **fotovoltaico** integrato all'impianto
 - **Valorizzazione della CO₂** biogenica in uscita dal processo
 - **Vendita biometano in stazioni di rifornimento**
- **Punti da approfondire**
 - In caso di utilizzo di FORSU (frazione organica dei rifiuti solidi urbani) eseguendo approfondimenti relativi a bacino di interferenza
 - Finalizzare tutti gli aspetti relativi al Permitting
 - Compatibilità con gli strumenti di pianificazione provinciale/regionale
 - Eventuali possibilità di incentivazione

**Riutilizzo di aree on-shore
per installazione impianti di produzione energie rinnovabili
IPOTESI DI RIUTILIZZO CON IDROGENO BLU E CCS**



• **Obiettivi** – Realizzazione di Centrali per la produzione di Idrogeno Blu con cattura e stoccaggio della CO₂ nei vicini giacimenti depletati onshore & offshore e/o suo riutilizzo nella filiera CCUS e/o esportazione. I progetti verranno impostati in ottica di sviluppo sostenibile del territorio prevedendo, ove possibile, recuperi energetici, integrazione cicli produttivi con biomasse e promozione di iniziative di economia circolare con nuove realtà agricole o industriali. Si seguirà la politica della filiera corta con integrazioni fra produttore e consumatore presenti sui territori circostanti come la valorizzazione di impianti di biomassa esistenti e la realizzazione di nuovi, sviluppo di fito-serre o impianti idroponici. La dislocazione di tali punti di produzione di H₂ permetterebbe la nascita di singole «Hydrogen Valleys» ogni 200-300 km lungo la dorsale Adriatica, favorendo quindi lo sviluppo della futura rete nazionale di H₂ da cui trarrà beneficio anche quello Verde quando ne vedrà progressivamente il suo sviluppo.

• **Sistemazione dell'area** – Riconversione delle Centrali di trattamento del gas ed annessi infrastrutture di raccolta per la produzione di Idrogeno senza consumo ulteriore del suolo; chiusura mineraria dei pozzi non produttivi o non utilizzati per altri scopi (es. per reiniezione CO₂), bonifica delle condotte e loro sistemazione per eventuali nuovi usi.

• **Impianti di produzione energie alternative**
Le tecnologie per la produzione di Idrogeno sono convenzionali e della stessa vocazione industriale delle centrali di trattamento di idrocarburi in ambito minerario.

La produzione di H₂ da gas naturale di origine mineraria avverrà con una progressiva integrazione nel ciclo produttivo di gas da origine biogenica: ciò, accoppiato a sistemi di CCUS, consente la rimozione permanente della CO₂ dall'ecosistema ottenendo un impatto «carbon negative».

• **Collegamenti** – Per ridurre l'impatto ambientale delle nuove condotte si intraprenderanno studi di fattibilità al fine di valutare una riconversione delle condotte esistenti per trasporto flue gas da decarbonizzare, CO₂ pura, Idrogeno o come tubo camicia per semplificare nuovi approdi (es. per progetti CCUS).



Consultazione Proposta PiTESAI - Osservazioni di ASSORISORSE (14.09.2021)

ALLEGATO I -- Vincoli da criteri ambientali: segnalazioni specifiche per singolo vincolo

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI	Osservazione Assorisorse
1	Aree di cui al D.lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., art. 6: Aree ricadenti all'interno del perimetro e poste entro le 12 miglia dal perimetro esterno di: Aree Marine Protette, Parchi sommersi, Santuario dei Mammiferi Marini, Oasi Blu, Riserve naturali con parti a mare, Parchi Nazionali con parti a mare (La Maddalena, Arcipelago Toscano), Siti della Rete Natura 2000 nazionali e regionali (SIC/ZSC e ZPS, istituiti e da istituire); Aree ricadenti all'interno 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.);	SI	SI		ove previsti		D.lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., art. 6 Comma 17: Ai fini di tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione Europea e internazionali sono vietate attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare di cui agli articoli 4,6 e 9 della legge n.9 del 1991, n.9. Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro le 12 miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette, fatti salvi i procedimenti concessori di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge n.9 del 1991 ...	Nessuna osservazione
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	Nel Piano (pag. 171) si afferma che "saranno dichiarate non compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, e dovranno procedere alle operazioni di dismissione e ripristino [...] anche le concessioni di coltivazione di idrocarburi nella zona dell'Alto Adriatico [...] che vengono assimilate alla gestione dei casi di concessioni in mare con infrastrutture che si trovano tutte, o alcune di esse, all'interno di aree definite, nella c.d. situazione "ante operam", come potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca, e sono riferite a concessioni in stato di improduttività da più di 5 anni (soglia temporale di improduttività) per motivi dipendenti da scelte del concessionario.

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI	Osservazione Assorisorse
							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".	Poiché lo stato di improduttività di tali concessioni è determinato dallo stesso D.L. 112 del 25 giugno 2008, si richiede che queste concessioni possano essere prorogate in quanto gli operatori su richiesta del Ministero hanno sempre presentato propri studi scientifici per stimare e dimostrare la subsidenza attesa in conseguenza delle attività estrattive, nell'ambito delle istanze di concessione o di proroga delle concessioni.
3	Aree di cui al D.lgs. 49/2010, DPCM 29.09.1998, D.lgs. 152/2006 e correlate Norme Tecniche di Attuazione delle Autorità di Bacino/Distretto Idrografico Aree classificate a pericolosità o a rischio idraulico (alluvione) "molto elevato" o "elevato" [nota a piè di pagina: per tali categorie, per le situazioni esistenti, si applicano le misure di salvaguardia ove previste dalla normativa]	SI	SI				La norma ha la duplice finalità di salvaguardare l'incolumità delle persone ed il valore dei beni rispetto al rischio naturale specifico da un lato, nonché di evitare che attività non congruenti con il precario contesto ambientale possano produrre un ulteriore aggravamento del rischio.	Il vincolo ha senso per le nuove installazioni, in modo da prediligere aree a basso/medio rischio alluvione. Tuttavia sulle concessioni vigenti e le installazioni esistenti, non si comprende perché questo vincolo debba attivare la valutazione socio-economica e come questa possa eventualmente risolvere le possibili problematiche di carattere tecnico. Avrebbe più senso valutare caso per caso gli eventuali interventi di mitigazione del rischio da implementare. La cartografia presente nel webGIS PiTESAI presenta inoltre aree di ridotte dimensioni, le cui ubicazione e perimetrazione sono state verosimilmente definite su base puramente topografica a grande scala, senza osservazioni dirette sul territorio: tali approssimazioni richiederebbero un lavoro di verifica puntuale, prima di attivare a priori la valutazione socio-economica. Con riferimento alla cartografia inclusa nel webGIS PiTESAI, si segnala che i dati di pericolosità idraulica non forniti per le Marche, in realtà sono disponibili sul webGIS di ISPRA: https://idrogeo.isprambiente.it/
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	SI	SI				La norma ha la duplice finalità di salvaguardare l'incolumità delle persone ed il valore dei beni rispetto al rischio naturale specifico da un lato, nonché di evitare che attività non congruenti con il precario contesto ambientale possano produrre un ulteriore aggravamento del rischio.	Il vincolo ha senso per le nuove installazioni, in modo da prediligere aree a basso/medio rischio frana. Tuttavia sulle concessioni vigenti e le installazioni esistenti, non si comprende perché questo vincolo debba attivare la valutazione socio-

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI	Osservazione Assorisorse
	Aree classificate a pericolosità o a rischio geomorfologico (frana) “molto elevato” o “elevato” [nota a piè di pagina: per tali categorie, per le situazioni esistenti, si applicano le misure di salvaguardia ove previste dalla normativa]							economica e come questa possa eventualmente risolvere le possibili problematiche di carattere tecnico. Avrebbe più senso valutare caso per caso gli eventuali interventi di mitigazione del rischio da implementare. Peraltro, non sono note ad oggi situazioni di effettivo danneggiamento di pozzi o centrali verificatesi ad opera di franamenti attivi. La cartografia presente nel webGIS PiTESAI presenta inoltre aree di ridotte dimensioni, le cui ubicazione e perimetrazione sono state verosimilmente definite su base puramente fotointerpretativa a grande scala, senza osservazioni dirette sul territorio: tali approssimazioni richiederebbero un lavoro di verifica puntuale, prima di attivare a priori la valutazione socio-economica
5	Aree designate per l'estrazione di acque destinate al consumo umano (art. 94 c. 4 del D.lgs. 152/06 e s.m.i.)	Parzialmente secondo i dati a disposizione. 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.		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. D.lgs. 152/06, art. 94, c. 3: “La zona di tutela assoluta è costituita dall'area immediatamente circostante le captazioni o derivazioni: essa, in caso di acque sotterranee e, ove possibile, per le acque superficiali, deve avere un'estensione di almeno dieci metri di raggio dal punto di captazione, deve essere adeguatamente protetta e dev'essere adibita esclusivamente a opere di captazione o presa e ad infrastrutture di servizio” c.4: “La zona di rispetto è costituita dalla porzione di territorio circostante la zona di tutela assoluta da sottoporre a vincoli e destinazioni d'uso tali da tutelare qualitativamente e quantitativamente la risorsa idrica captata e può essere suddivisa in zona di rispetto ristretta e zona di rispetto allargata, in	Nessuna osservazione per quanto riguarda le zone di tutela assoluta, definite con raggio pari a 10 metri intorno ai punti di captazione delle acque destinate al consumo umano. Tuttavia, resta al momento grande incertezza sulla definizione e perimetrazione delle zone di rispetto, che non sono completamente adottate in tutte le Regioni e infatti risultano al momento non cartografabili. Dal testo si deduce che le zone di rispetto – dove formalmente adottate a livello regionale – costituiscono dei vincoli assoluti; tuttavia, non è raccolta nel webGIS PiTESAI la cartografia di tali aree. Peraltro, entro un buffer di 200 metri dal pozzo di captazione possono ricadere numerosi altri centri di pericolo in grado di impattare la qualità delle acque sotterranee destinate al consumo umano, in misura ben maggiore rispetto ad un pozzo a gas esistente, per esempio. Di nuovo, per buffer più ampi dei 10 metri previsti dalla normativa sarebbe più opportuna una valutazione sito-specifica,

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITESAI	Osservazione Assorisorse
							relazione alla tipologia dell'opera di presa o captazione e alla situazione locale di vulnerabilità e rischio della risorsa. In particolare, nella zona di rispetto sono vietati l'insediamento dei seguenti centri di pericolo e lo svolgimento delle seguenti attività: ... g) apertura di pozzi ad eccezione di quelli che estraggono acque destinate al consumo umano e di quelli finalizzati alla variazione dell'estrazione ed alla protezione delle caratteristiche quali-quantitative della risorsa idrica; ..."	come già eseguita nell'ambito dei procedimenti di VIA.
6	Aree Protette istituite in base alla legge 979/1982 e alla legge n. 394/91 e alle leggi di recepimento regionale (parchi nazionali, aree marine protette, riserve naturali statali, parchi e riserve naturali regionali e altri stati naturali e aree regionali), con le tipologie di aree protette di cui all'EUAP, compresa l'Area Naturale Marina di Interesse Internazionale rappresentata dal "Santuario per i Mammiferi marini"	SI	SI		Non valutabili a priori	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Tutela di specie animali o vegetali, di associazioni vegetali o forestali, di singolarità geologiche, di formazioni paleontologiche, di comunità biologiche, di biotopi, di valori scenici e panoramici, di processi naturali, di equilibri idraulici e idrogeologici, di equilibri ecologici. L'art. 6 della L 394/91 "Misure di salvaguardia" che, al comma 3, vieta "...qualsiasi mutamento dell'utilizzazione dei terreni con destinazione diversa da quella agricola e quant'altro possa incidere sulla morfologia del territorio, sugli equilibri ecologici, idraulici ed idrogeotermici e sulle finalità istitutive dell'area protetta."; l' art. 11 della L 394/91 Il "Regolamento del Parco" disciplina le attività consentite entro il territorio protetto, al comma 3 specifica che "...nei parchi sono vietate le attività e le opere che possono compromettere la salvaguardia del paesaggio e degli ambienti naturali tutelati con particolare riguardo alla flora e alla fauna protette e ai rispettivi habitat. In particolare sono vietate.... c) la modificazione del regime delle acque;l'introduzione e l'impiego di qualsiasi mezzo di distruzione o di alterazione dei cicli biogeochimici..."; art. 12 il Piano del Parco è lo strumento attraverso il quale viene perseguita la tutela dei valori naturali, ambientali, storici, culturali, antropologici dall'ente gestore; il Piano suddivide il territorio in base al diverso grado di protezione, compatibilmente con le finalità istitutive del parco	Nessuna osservazione

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITESAI	Osservazione Assorisorse
7	aree marine di reperimento, individuate dalle leggi 394/91, art. 36, e 979/82, art. 31,	NO perimetrazioni in fase di definizione nell'ambito della conversione in aree marine protette	SI	Si quelle art. 36, comma 1, della legge 394/91 che non sono state ancora istituite quali le Isole Eolie e del Golfo di Orosei – Capo Monte Santu, e di tali ambiti territoriali deve tenersi conto per l'attuazione di legge. Oltre al suddetto elenco, l'art. 36, comma 1, della legge 394/91 prevede un aggiuntivo elenco di ventinove aree marine di reperimento fra le quali non sono ancora state istituite: Isola di Gallinara, Monti dell'Uccellina-Formiche di Grosseto-Foce dell'Ombrone-Talamone, Isola di Capri, Costa di Maratea, Capo d'Otranto -	Non valutabili a priori	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Le aree marine di reperimento, individuate dalle leggi 394/91, art. 36, e 979/82, art. 31, costituiscono aree la cui conservazione attraverso l'istituzione di aree protette è considerata prioritaria.	Nessuna osservazione per quanto riguarda il principio generale di tutela e salvaguardia delle aree marine protette, in linea con il vincolo n. 6. Tuttavia, il fatto che le aree marine di reperimento elencate nelle normative citate non siano ancora state perimetrate a distanza di 30-40 anni dalla normativa quadro di riferimento come effettive aree marine protette è – da un lato – emblematica della rilevanza del tema per il legislatore italiano e – dall'altro - rende impossibile farne ad oggi una valutazione. Si propone una valutazione sito specifica da effettuarsi nel momento in cui tali aree fossero effettivamente perimetrate come aree protette, mentre la definizione di vincolo assoluto per qualcosa che non è definito risulta non condivisibile.

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI	Osservazione Assorisorse
				Grotte Zinzulusa e				
8	67 aree della CNAPI con gli opportuni buffer	SI		SI	Buffer stimato a priori come richiesto a pag. 57 e 117 del parere di scoping - "le aree CNAPI, con un opportuno buffer, determinano la non idoneità per usi estrattivi e devono essere escluse dal PiTESAI"		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 scelta del sito del Deposito. 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.	Si condivide il fatto che il futuro sito che sarà prescelto per la realizzazione del Deposito Nazionale costituisca un vincolo relativo di esclusione. Tuttavia, non si può escludere che alcune concessioni esistenti possano essere interessate dall'interferenza con gli altri 66 siti ancora in lista, determinando di fatto l'avviamento delle valutazioni socio-economiche. Poiché tale lista è successiva all'installazione delle facilities upstream e ancora del tutto preliminare, sarebbe opportuno attendere la selezione finale prima di imporre tale vincolo nel PiTESAI.
9	siti della rete Natura 2000 (SIC/ZSC + ZPS) istituiti a	SI		SI	ove previsti, nel resto non	Zona di rispetto specifica da valutare	L'esclusione dell'attività di prospezione ed estrazione di idrocarburi in aree ricadenti e	Nessuna osservazione

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITSAI	Osservazione Assorisorse
	norma della Direttiva 92/43/CEE (Direttiva Habitat) e della Direttiva 79/409/CEE (Direttiva Uccelli)				valutabili a priori	nelle successive fasi valutative sito-specifiche	limitrofe rispetto a quelle della Rete Natura 2000 potrebbe garantire il raggiungimento dell'obbligo di risultato previsto dalla Direttiva Habitat e della Direttiva Uccelli in merito al mantenimento e alla conservazione di habitat, specie ed habitat di specie, tutelati a livello unionale. Inoltre considerare i siti Natura 2000, aree con vincolo assoluto garantisce così, alla luce del principio di precauzione, il mantenimento in uno stato di conservazione soddisfacente dei siti evitando fenomeni di degrado diretti, anche potenziali, in piena ottemperanza a quanto previsto dall'art. 6, paragrafo 2, della Direttiva Habitat. L'Italia a seguito della dichiarazione della Zona di Protezione Ecologica per le acque dei bacini occidentali (Mari Ligure, Mar Tirreno e Mar di Sardegna) ha in atto il processo per l'istituzione di nuovi siti NATURA 2000 oltre le 12 MN. Questi siti, già identificati saranno soggetti alla vincolistica propria del sistema europeo NATURA 2000.	
9A	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)			Nessuna osservazione
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	Nessuna osservazione
11	Aree ZTB (aree con misure di pianificazione: zone di tutela biologica o di particolare interesse per la pesca - aree designate per la protezione di specie acquatiche significative dal punto di vista economico)	SI		SI, per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione	ove previsto	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Le zone di tutela biologica vengono istituite dal MiPAAF e sono zone in cui la pesca ha alcune limitazioni che vengono implementate al fine di salvaguardare e ripopolare le risorse marine.	Nessuna osservazione

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI	Osservazione Assorisorse
12	Aree FRA (Aree di interesse per la pesca GFCM-FAO: Fisheries restricted areas)	SI		SI, per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione	ove previsto	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Le Fisheries Restricted Areas (FRAs) rappresentano uno strumento GFCM FAO che permette la limitazione di attività di pesca al fine di proteggere siti con elevata valenza conservazionistica (e.g. Vulnerable Marine Ecosystems, Sensitive Habitats) e/o habitat elettivi per specie commerciali (Essential Fish Habitats). Non applicabile nelle aree adibite alle attività di coltivazione in essere.	Le aree FRA sono state istituite per limitare la tecnica di pesca a strascico, che genera catture di pesci di specie pregiate e di piccola taglia nelle zone di riproduzione, in particolare nella parte profonda della colonna d'acqua, prossima al fondale. La fascia di rispetto intorno alle aree FRA è già definita pari a 1 miglio nautico. Non è chiaro perché le attività di prospezione e ricerca o le nuove attività di coltivazione possano interferire nello stesso modo sulla riproduzione di tali specie, questo aspetto dovrebbe essere valutato caso per caso in base alle effettive tecniche di prospezione/ricerca, o in base alle modalità di installazione delle infrastrutture.
13	invasi/dighe/laghi	SI		SI	Non valutabili a priori	Zona di rispetto specifica da valutare in fase di VIA o VINCA – In termini di distanza minima, il problema va valutato caso per caso sulla base delle specifiche condizioni ambientali ed ecologiche	Nel territorio nazionale esistono anche tipologie di infrastrutture o specifiche tipologie di ecosistemi acquatici particolarmente sensibili alle attività estrattive. La presenza di invasi/dighe/laghi in territori interessati da impianti estrattivi costituiscono motivo di potenziale alto rischio per la qualità delle acque, sia per la flora, fauna ed ecosistemi acquatici, sia per le acque destinate al consumo umano. Il rilascio di nutrienti organici e inorganici può causare l'eutrofizzazione delle acque, con conseguenti fioriture algali e danni per l'ecosistema acquatico. Le acque degli invasi possono essere contaminate da eventuali e incidentali sversamenti di idrocarburi e altre sostanze sia direttamente nel corpo d'acqua, sia nel sottosuolo e nelle falde acquifere che defluiscono verso l'invaso. La presenza di invasi/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.	Nessuna osservazione per quanto riguarda il principio generale di tutela e salvaguardia della qualità delle acque e degli ecosistemi acquatici nelle acque interne. Tuttavia, mentre numerosi invasi ricadono all'interno delle concessioni esistenti, nessuna infrastruttura è presente all'interno di invasi/dighe/laghi. Per come è definito, il vincolo sembrerebbe di attenzione/approfondimento, e concordiamo su tale approccio che richiede una valutazione sito specifica caso per caso, per determinare gli eventuali impatti sulle matrici ambientali acquatiche, l'effettiva migrazione di eventuali inquinanti e le condizioni specifiche idrologiche e idrogeologiche, non valutabili a priori.
14	Siti Unesco inclusi i buffer delle zone e candidature presentate all'entrata in vigore del PiTESAI	Parzialmente, e si rimanda alle successive		SI	Qualora previsti		È 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	Il vincolo qui proposto sembra non definibile a priori, in particolare con riferimento ai buffer, e infatti risulta solo parzialmente cartografabile.

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI	Osservazione Assorisorse
		fasi nel corso dell'attuale processo di VAS					pregio ambientale, culturale, paesaggistico e architettonico, di elevata attrattività/vocazione turistica, comprese anche nel Patrimonio UNESCO. I siti del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO sono beni culturali o naturali (o misti, se comprendono entrambe le categorie) identificati da una perimetrazione, ed inseriti nella Lista del Patrimonio Mondiale al fine di garantirne la protezione, conservazione, valorizzazione e trasmissione alle generazioni future.	Il rimando a "successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS" risulta non condivisibile, sia dal punto di vista formale che sostanziale.
15	Subsidenza	ove esistente a livello regionale	Area del Parco del Delta del Po, nei siti Rete Natura 2000 anche a mare gestiti dall'Ente Parco nell'area della Riserva di Biosfera	Aree con intensità/velocità del movimento verticale del suolo molto elevato, presumibile superiore a 25 mm/anno ove censite a livello regionale	n.a.	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%, 103 Comuni), Lombardia (17%, 257 Comuni) e Friuli-Venezia-Giulia (11%, 24 Comuni) (Annuario dei Dati Ambientali, ISPRA. Ed. 2019).	Dalle informazioni disponibili sembra che una mappatura dei fenomeni di subsidenza, con relativa stima degli abbassamenti medi annui, sia stata pubblicata esclusivamente in Regione Emilia-Romagna. Non è chiaro pertanto su quali basi e in che ambito debba essere verificata la subsidenza.
16	Aree suscettibili ai Sinkhole naturali o aree interessate dal processo morfogenetico carsico	SI disponibile come servizio WMS		Si, quelli censiti	ove previsti	Si, quelle individuate a rischio sprofondamento naturale, ed le zone di rispetto specifiche ove non previste	Si tratta di fenomeni di sprofondamento del terreno improvvisi, con diametro e profondità fino a centinaia di metri, di origine naturale legati al contesto geologico-idrogeologico, e antropico. Le aree suscettibili ai sinkhole naturali sono concentrate sul medio versante tirrenico e in particolare nel Lazio, in Abruzzo, in Campania e in Toscana. Il versante adriatico, a esclusione del Friuli-Venezia Giulia, non è interessato da questo tipo di sinkhole, così	Non ci sono osservazioni in merito al criterio di definizione del vincolo in oggetto, che tuttavia dovrebbe rispondere alla definizione di sinkhole (o secondariamente a processi morfogenetici di origine carsica), in quanto in tale scenario si potrebbero verificare interferenze con le strutture upstream. Tuttavia, dalla cartografia riportata nel webGIS PiTESAI sono listati sotto questo

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITESAI	Osservazione Assorisorse
							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.	vincolo numerosi siti, che nella descrizione corrispondono a fenomeni del tutto differenti e poco attinenti ai sinkhole. Si segnala a titolo di esempio la presenza di vulcanelli di fango o di gorghi di erosione lungo le sponde fluviali, che costituiscono fenomeni molto localizzati e di totale differente natura e genesi, peraltro poco afferenti alle attività upstream.
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.	Il vincolo ha senso per le nuove installazioni, in modo da prediligere aree non attive dal punto di vista vulcanico. Tuttavia sulle concessioni vigenti e le installazioni esistenti, non si comprende perché questo vincolo debba attivare la valutazione socio-economica e come questa possa eventualmente risolvere le possibili problematiche di carattere tecnico. Avrebbe più senso valutare caso per caso gli eventuali interventi di mitigazione del rischio da implementare. Peraltro, non sono note ad oggi situazioni di effettivo danneggiamento di pozzi o centrali verificatesi ad opere di eruzioni vulcaniche.
18	Foreste (D.lgs. 34/2018)	Ove esistente a livello nazionale [nota a piè di pagina: verificare il Rapporto Annuale Forestale e gli Inventari forestali nazionali - Inventario Nazionale delle Foreste e dei serbatoi forestali di		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	Il vincolo qui proposto sembra del tutto generico e non definibile a priori, infatti non risulta completamente cartografabile. Il rimando a "successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS" risulta non condivisibile, sia dal punto di vista formale che sostanziale.

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI	Osservazione Assorisorse
		Carbonio – INFC] e regionale, si rimanda alle successive fasi nel corso dell’attuale processo di VAS						
19	Siti di Interesse Nazionale - Siti di Interesse Regionale	Si per i SIN; per i SIR, ove i dati siano disponibili a livello regionale, si rimanda alle successive fasi nel corso dell’attuale processo di VAS		Si, per SIN e SIR attuali e futuri. Si, per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione.		Buffer: secondo le indicazioni di pag. 58 del parere di scoping, tali aree sono identificate come aree non compatibili per le finalità del PiTESAI, il cui dimensionamento deve essere valutato in base alle condizioni geologico/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	SIN/SIR: esclusi dalle aree idonee per la coltivazione di idrocarburi, come vincolo temporaneo per il tempo di validità della classificazione	I SIN e i SIR costituiscono vaste aree già interessate da contaminazioni di tipo ambientale, determinate da attività industriali storiche. Tuttavia, è possibile che singoli appezzamenti di terreno – pur restando all’interno dei SIN-SIR – siano già stati completamente bonificati, fino al ripristino di condizioni di conformità con un uso del suolo di tipo industriale/commerciale: in tal caso, non si condivide la valutazione dell’intero SIN-SIR come area non idonea, a prescindere dalle condizioni locali effettive di contaminazione. Poiché su aree dove i suoli sono già stati bonificati sono autorizzate nuove installazioni di impianti industriali (anche potenzialmente impattanti, quali impianti chimici, farmaceutici, di trattamento rifiuti, ecc.), non si capisce perché le infrastrutture di una concessione upstream debbano seguire un diverso canale. Peraltro, è importante sottolineare come proprie le aree SIN-SIR sono spesso abbandonate dalle attività industriali, lasciando una coda di contaminazioni residue non gestite: un loro riutilizzo proprio per l’installazione di strutture upstream (come una centrale) sarebbe pertanto uno scenario auspicabile, anziché da evitare. Il rimando a “successive fasi nel corso dell’attuale processo di VAS” risulta non condivisibile, sia dal punto di vista formale che sostanziale.

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI	Osservazione Assorisorse
20	Aree marine costiere limitrofe ad aree del territorio deputate a esercitazioni di forza armata, aree marine utilizzate per esercitazioni militari e tratti di mare interessati dalla presenza cospicua di residuati di origine militare (es. "fondi sporchi" sulle carte dell'Istituto Idrografico della Marina Militare).	SI		SI			<p>Nei tratti di fondale marino interessati dalla presenza di residuati di origine militare e aree marine destinate a esercitazioni militari, le attività di ricerca e coltivazione possono arrecare interferenze e rischi con la presenza di manufatti militari.</p>	<p>Mentre risulta comprensibile la preoccupazione per eventuali interferenze tra le attività upstream e zone specifiche a mare interessate dalla presenza di residuati bellici o di origine militare (sui fondali), non si condivide l'inserimento nel webGIS PiTESAI delle aree di esercitazione di forza armata, che sono definite – sia a mare che a terra – seguendo la cartografia dell'Istituto Idrografico della Marina: tali zone sono identificate come "Zona regolamentata", cioè spazio aereo di dimensioni definite, al di sopra del territorio o delle acque territoriali di uno Stato, entro il quale il volo degli aeromobili è subordinato a determinate specifiche condizioni.</p> <p>Peraltro, non risulta chiaro il motivo per cui questo vincolo sia passato da esclusivamente marino (nel Rapporto Preliminare) a marino e terrestre (nel Rapporto ambientale in consultazione). Pur ammettendo che le attività upstream a mare possano determinare eventuali interferenze con il sorvolo (in caso di utilizzo di elicotteri per raggiungere le piattaforme da terra e viceversa), tale aspetto è già di norma gestito nelle concessioni esistenti, per cui potrebbe trattarsi al limite di un vincolo relativo di attenzione/ approfondimento. Inoltre, tra le aree cartografate in questo layer nel webGIS PiTESAI si rinvengono ad esempio "spazi aerei regolamentati per intensa attività aerea militare dal livello di volo 240 (circa 7.680 m) sino al livello di volo 370 (circa 11.840 m): si fatica a comprendere il nesso di tali spazi aerei così elevati con le attività upstream in superficie, anche nel caso dell'utilizzo di elicotteri per il collegamento delle piattaforme a mare. A maggior ragione, per le concessioni a terra non ha alcun nesso logico l'esistenza di tale vincolo, dal momento che tutte le</p>

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI	Osservazione Assorisorse
								strutture sono normalmente raggiungibili via terra e senza l'ausilio di aeromobili.
21	le aree presenti e future (se già approvate/autorizzate) per lo sviluppo di impianti di acquacoltura (maricoltura)	si rimanda ai provvedimenti attuali di approvazione e alla prossima PSM		Si, per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione	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 aumentare le produzioni dell'acquacoltura negli Stati membri. È 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.	Nessuna osservazione per quanto riguarda il principio generale di tutela e salvaguardia delle aree destinate all'acquacoltura, il cui sviluppo segue gli obiettivi di crescita fissati dai regolamenti Europei. Tuttavia, l'assenza di una cartografia nel webGIS PiTESAI rende difficile comprendere l'impatto di tale vincolo sulle aree di interesse minerario. Inoltre, l'effettivo impatto delle attività di prospezione e ricerca sugli impianti di acquacoltura esistenti e autorizzati è fortemente dipendente dalle condizioni specifiche dell'area, non valutabili a priori. Si propone una valutazione sito specifica caso per caso, definendo questo vincolo come relativo di attenzione/approfondimento, mentre la definizione come vincolo relativo di esclusione risulta non condivisibile.
22	Aree marine con Depositi di sabbie marine relitte (sono generalmente ubicati lungo la piattaforma continentale tra 30 e 130 m di profondità)	Dati nelle disponibilità delle Regioni (che le hanno prese in carico per la propria pianificazione) - si rimanda alle successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS per individuazione e delle stesse		Si, per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione	Si - 3 MN (vedere pag 95 del parere di scoping)		I depositi di sabbie marine relitte (riferibili a paleospiege), presenti al largo della piattaforma continentale, rispondono alla necessità di approvvigionamento di materiale da destinare al ripascimento al fine di contrastare i fenomeni erosivi lungo le coste italiane. L'impiego di sabbie relitte da destinare al ripascimento dei litorali, rispetto allo sfruttamento di materiale emerso, comporta infatti alcuni vantaggi come: disponibilità di elevate quantità di sedimenti (milioni di m3), composizione potenzialmente molto simile alla sabbia dei nostri litorali, limitati effetti sull'ambiente e, per ripascimenti che implicano grandi volumi di materiali, costi contenuti.	Il rimando a "successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS" risulta non condivisibile, sia dal punto di vista formale che sostanziale. Il buffer proposto sembrerebbe eccessivo rispetto al vincolo definito.

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI	Osservazione Assorisorse
23	Aree per il potenziamento della silvicoltura (presenti o previste da atti)	si rimanda ai provvedimenti attuali di autorizzazione/approvazione- si rimanda alle successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS per l'individuazione delle stesse		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 interessate da queste coltivazioni, unitamente a eventuali buffer, vengano ritenute non idonee alla coltivazione di idrocarburi	Il rimando a "successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS" risulta non condivisibile, sia dal punto di vista formale che sostanziale. Eventuali ulteriori commenti in corso di valutazione
24	Aree che vedono la presenza di relitti anche di interesse archeologico o con carichi potenzialmente tossici o pericolosi	SI		SI	SI - 3 MN (vedere pag. 95 del parere di scoping)		tali aree possono determinare interferenze, impatti diretti e cumulativi con altre attività	È curioso evidenziare come relitti anche di interesse archeologico o con carichi potenzialmente tossici o pericolosi – presenti in numero di diverse centinaia lungo le coste italiane, secondo le informazioni riportate nel webGIS PiTESAI – possano determinare limitazioni alle sole attività upstream, ma non anche ad altre attività, come indicato nella colonna precedente. Si noti peraltro che prima della posa di condotte sottomarine o piattaforme, o della perforazione di pozzi offshore sono normalmente richiesti rilievi di estremo dettaglio nelle aree interessate, la fine di conoscere l'esatta morfologia e batimetria dei fondali ed evitare qualsivoglia interferenza con preesistenze. Si propone una valutazione sito specifica caso per caso, definendo questo vincolo come relativo di attenzione/approfondimento.
25	Insedimenti e attività umane	SI		Per insediamenti ad alto tasso di urbanizzazione	ove previsto	Per gli altri insediamenti	Al fine di evitare potenziali e ulteriori effetti cumulativi in aree ad alto tasso di urbanizzazione si ritiene percorribile l'esclusione di tali aree alle attività upstream	Non risulta evidente su quale base siano state identificate le aree cosiddette "ad alto tasso di urbanizzazione": osservando tale layer nel webGIS PiTESAI, si nota come ci siano porzioni di territorio identificate con tale vincolo delle dimensioni di poche centinaia di metri quadrati, corrispondenti

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITESAI	Osservazione Assorisorse
								<p>in pratica a piccoli agglomerati di case in aree agricole o decentrate, quando non addirittura ad aree industriali.</p> <p>Si noti che, in particolare per le infrastrutture di coltivazione esistenti, se esiste una situazione di prossimità con aree urbanizzate questa è avvenuta, nella maggior parte dei casi, successivamente alla costruzione dell'impianto, e quindi semmai il cumulo degli effetti è attribuibile all'avvenuta urbanizzazione. Deve anche essere tenuta in conto la tipologia di insediamento urbano e nel caso ad esempio si tratti di area mista di tipo residenziale/industriale, il vincolo non dovrebbe essere considerato. Inoltre, l'area che ospita gli impianti è abbastanza ampia e tale da garantire già una distanza di rispetto sufficiente.</p> <p>Si ritiene che questo vincolo, una volta meglio chiarite le modalità di individuazione di tali aree, debba essere classificato, per tutte le tipologie di insediamenti, esclusivamente come vincolo relativo di attenzione/approfondimento.</p>
26	Impianti a rischio di incidente rilevante ex D.lgs. 2015 n. 105	non disponibile		SI	come previsto dalla normativa Seveso		Tra le aree non idonee si ritiene di considerare anche le aree di rischio derivate dalla presenza di aziende a rischio di incidente rilevante ove, per normativa, sono previste limitazione all'edificazione e all'utilizzo, anche al fine di evitare potenziali e ulteriori effetti cumulativi.	<p>In relazione a questo vincolo si contesta il fatto che nel caso di concessioni esistenti sono per legge già state eseguite tutte le valutazioni dei rischi associati ai possibili scenari incidentali dell'installazione RIR, comprese le eventuali interferenze con le strutture. Spesso infatti l'impianto RIR è successivo al rilascio delle concessioni e le modalità di gestione dei rischi associati alle aziende RIR già ne tengono conto.</p> <p>Pertanto, non è condivisibile considerare a priori che le strutture upstream siano incompatibili con impianti RIR, l'effettiva compatibilità dovrà essere valutata caso per caso.</p> <p>Nel caso degli impianti di stoccaggio gas in giacimenti esauriti, invece, dove convivono attività RIR e attività upstream</p>

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITESAI	Osservazione Assorisorse
								tecnicamente analoghe, si ritiene questo vincolo non applicabile.
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.	Nessuna osservazione
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. 42/2004)	SI Per i dati relativi a insediamenti urbani storici di minor valore disponibili presso le Regioni si rimanda alle successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS per l'individuazione delle stesse		SI, per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione	ove previsto	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Lo Stato e le Regioni assicurano che tutto il territorio nazionale sia adeguatamente conosciuto, salvaguardato, pianificato e gestito al fine di un uso consapevole del territorio e di salvaguardia delle caratteristiche paesaggistiche e di realizzazione di nuovi valori paesaggistici integrati e coerenti. A tale fine le Regioni sottopongono a specifica normativa d'uso il territorio 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. 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. 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	Per quanto si concordi sul principio di tutela delle aree vincolate ai sensi degli Artt. 136 e 142 D.lgs. 42/2004, ed in particolare degli insediamenti urbani storici, dal layer caricato sul webGIS PITESAI risulta che tutti i corsi idrici di ogni ordine e grado (compresi fossi e scoli) distribuiti in tutto il territorio italiano siano ricompresi in questo vincolo, comprensivi di un buffer di 150 metri su ciascun lato. Non è chiaro come possa essere gestito tale vincolo relativo di esclusione nell'ambito delle nuove istanze di prospezione e ricerca, o per le nuove concessioni. Mentre è evidente che nessuna attività mineraria sarà eseguita nel sedime dei corsi idrici, la fascia di rispetto di 150 metri dovrebbe essere valutata caso per caso (come anche indicato nella colonna vincoli relativi di attenzione/ approfondimento). Ma se il vincolo in mappa è già tracciato a comprendere anche le fascia di rispetto dei corsi idrici, risulterà impossibile gestire tale discriminazione in fase di definizione delle aree idonee. Il rimando a "successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS" risulta non

N.	Categoria	Cartografabili	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITESAI	Osservazione Assorisorse
							previa autorizzazione paesaggistica e ammessi senza previa autorizzazione paesaggistica.	condivisibile, sia dal punto di vista formale che sostanziale.
29	Aree di distribuzione di ulteriori habitat e specie di interesse conservazionistico ai sensi della Convenzione di Barcellona e Politica Comune della Pesca	Si poiché ricompresi in altre categorie (es. aree marine protette, siti Natura 2000...)		Si, per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione	ove previsto	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	La Convenzione di Barcellona richiede la protezione di specie ed habitat riportati negli annessi II e III del Protocollo ASPIM. Alcune di queste specie, come tutti i cetacei e la tartaruga Caretta caretta, sono specie che presentano ampia distribuzione pelagica anche in ambiti spaziali siti oltre le 12 M dalla costa (ambito spaziale "protetto" dal D.L. 22/06/2012 n.83)	Nessuna osservazione
30	Geositi - Emergenze oromorfologiche/ geomorfologiche	Dati disponibili come servizio WMS per quelli censiti a livello nazionale (Inventario Nazionale dei Geositi) e regionale - si rimanda alle successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS per l'individuazione delle stesse		SI			sia a terra che a mare e in aree costiere. Un geosito è un bene naturale non rinnovabile. Secondo la definizione comunemente accettata "un geosito può essere definito come località area o territorio in cui è possibile individuare un interesse geologico o geomorfologico per la conservazione (W.A. Wimbledon, 1996)". Si tratta in genere di architetture naturali, o singolarità del paesaggio, che testimoniano i processi che hanno formato e modellato il nostro pianeta. Forniscono un contributo indispensabile alla comprensione della storia geologica di una regione e rappresentano valenze di eccezionale importanza per gli aspetti paesaggistici e di richiamo culturale, didattico - ricreativo	Per quanto si concordi sul principio di tutela dei geositi, la loro attuale indeterminatezza li rende di difficile valutazione a priori. Si propone di ridurli al rango di vincoli relativi di attenzione/ approfondimento. Il rimando a "successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS" risulta non condivisibile, sia dal punto di vista formale che sostanziale.
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		Tutte le restanti zone (con la relativa Zona di rispetto specifica) sono da attenzionare	Nelle zone in cui sono presenti faglie potenzialmente attive, e faglie attive e capaci, si esclude ogni forma di sovrappressione nei livelli che vadano a interferire, o vicini, con le suddette faglie (in caso di lineamenti dettagliatamente localizzati e definiti spazialmente). Si ritiene inoltre di escludere qualsiasi tipo di operazione di perforazione o realizzazioni di centrali di trattamento in corrispondenza di faglie attive con evidenza superficiale, e quindi facilmente identificabili. In	Se le faglie superficiali attive e capaci determinano la non idoneità esclusivamente per attività che generi sovrappressione, non possono essere catalogate come vincoli relativi di esclusione, ma dovranno essere valutati caso per caso come vincoli relativi di attenzione/ approfondimento. Peraltro non è esplicitata una definizione di sovrappressione (rispetto a quale valore? Con quale tolleranza?), né si prevede

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITESAI	Osservazione Assorisorse
				dell'acqua di strato)			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.	l'applicazione di tale vincolo alle concessioni di stoccaggio gas. Nel caso specifico di pozzi di reiniezione di acqua di strato esistenti (citato in tabella) si dovranno in realtà applicare gli ILG, come già indicato nel Piano, per cui non ha senso porre il vincolo come esclusione. Non da ultimo, la mappatura in superficie delle faglie presente nel webGIS PITESAI non tiene conto della geometria tridimensionale e in profondità di tali piani di faglia, per cui non si comprende la reale interferenza tra faglie e pozzi di reiniezione se non esaminando in dettaglio il caso specifico. Si ribadisce la necessità di catalogare questo vincolo come relativo di attenzione/ approfondimento, per una corretta valutazione sito specifica.
32	Aree ricadenti all'interno di Bacini idro-minerari, nella Rete Ecologica Regionale e nelle aree interessate da coltivazioni specifiche agricole di pregio certificate (D.O.C., D.O.C.G., D.O.P, I.G.T., I.G.P.).	Dati disponibili in alcune Regioni; si rimanda alle successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS per l'individuazione delle stesse	Aree nei Bacini idro-minerari	aree interessate da coltivazioni agricole di pregio certificate di cui al Piano Regionale di Sviluppo Rurale approvato in attuazione del Regolamento CE n. 1698/05	non applicabile a priori	rete ecologica regionale e relative Zone di rispetto specifiche, da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Le Aree ricadenti all'interno di Bacini idro-minerari individuati e disciplinati con leggi regionali saranno da preservare al fine di assicurare la protezione delle sorgenti di acque minerali e termali. Altresì si ritiene di privilegiare per esigenze di protezione e valorizzazione della produzione agricola imposte dalla normativa comunitaria, le aree agricole destinate alle coltivazioni e alle produzioni vitivinicole, olivicole, frutticole di pregio, di origine controllata garantita, di origine controllata, di indicazione geografica tipica, di origine protetta, di indicazione geografica protetta di cui al Piano Regionale di Sviluppo Rurale approvato in attuazione del Regolamento CE n. 1698/05. Per i sistemi di rete ecologica riconosciuti a livello regionale (RER), provinciale (REP) e a carattere sovracomunale saranno da verificare gli impatti sulla biodiversità, valutando gli impatti sulla Rete Ecologica (a scala regionale e/o provinciale), data la rilevanza come sistema interconnesso di habitat.	Il presente vincolo è suddiviso tra vincolo assoluto per le aree nei bacini idro-minerari, vincolo relativo di esclusione per le aree interessate da coltivazioni agricole di pregio certificate e vincolo relativo di attenzione/ approfondimento per le reti ecologiche regionali. In generale si sottolinea l'attuale indeterminazione di tali vincoli, che li rende non cartografabili a livello nazionale. Il rimando a "successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS" risulta non condivisibile, sia dal punto di vista formale che sostanziale. Con riferimento specifico alle coltivazioni agricole di pregio certificate, non si comprende il nesso con l'attività upstream, dal momento che in molte aree convivono già pacificamente concessioni minerarie e agricoltura di pregio. Si tratta di valutare nel singolo caso specifico quali provvedimenti adottare per minimizzare le eventuali interferenze, ma tale esame può essere condotto solo alla scala della singola concessione.

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITESAI	Osservazione Assorisorse
33	corpi idrici intesi a scopo ricreativo, comprese le aree designate come acque di balneazione a norma della Direttiva 76/160/CEE	si rimanda alle successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS per l'individuazione delle stesse				SI	aree protette del registro aree protette D.lgs. 152/06 Allegato 9 alla parte Terza	Il rimando a "successive fasi nel corso dell'attuale processo di VAS" risulta non condivisibile, sia dal punto di vista formale che sostanziale.
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 includere anche le "Important Marine Mammal Areas IMMAs" (OIUCB), "porzioni discrete di habitat, importanti per le specie di mammiferi marini ..."	Si condivide la necessità di proteggere aree marine di particolare pregio, tra cui le "Important Marine Mammal Areas IMMAs". Tuttavia, l'estensione indefinita ed indiscriminata (peraltro non cartografabile) a comprendere l'intero Canale di Sicilia e lo Stretto di Sicilia risulta non condivisibile.
35	aree caratterizzate da una sismicità elevata secondo la mappa di pericolosità sismica a scala nazionale	disponibile come servizio WMS INGV/DPC				Si. Ove previsto considerare anche lo strumento degli ILG del MiSE del 2014 (in corso di aggiornamento)	Le attività ricadenti in aree con sismicità elevata e molto elevata (secondo le mappe di pericolosità sismica nazionale) saranno attenzionate prevedendo misure di monitoraggio secondo gli ILG istituiti dal MiSE (in fase di aggiornamento) mirato ad acquisire un campo di dati sufficiente in merito alle relazioni con le attività petrolifere	Ogni costruzione in aree ad elevata sismicità è progettata e realizzata secondo le norme tecniche vigenti e pertanto presenta il necessario grado di protezione antisismica. Non si comprende perché questo elemento possa costituire un vincolo, ancorché relativo di attenzione/ approfondimento. Peraltro, gli ILG del MiSE possono contribuire ulteriormente a valutare e monitorare le eventuali interferenze tra attività estrattive e microsismicità.

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITESAI	Osservazione Assorisorse
36	Aree di cui al D.lgs152/2006, art. 76 Stato chimico ed ecologico dei corpi idrici superficiali e sotterranei	SI				SI	Tra gli obiettivi ambientali previsti dalla Direttiva per tutte le acque superficiali vi è il raggiungimento del “buono stato ecologico” e del “buono stato chimico” entro il 2015. Per la valutazione dello Stato chimico si applicano, per le sostanze dell’elenco di priorità, gli Standard di Qualità Ambientale. Tali standard rappresentano, pertanto, le concentrazioni che non devono essere superate ai fini della classificazione del buono stato chimico. Lo Stato ecologico è un indice che descrive la qualità della struttura e del funzionamento degli ecosistemi acquatici. Si basa sulla valutazione dello stato di qualità di quattro Elementi di Qualità Biologica (EQB) selezionati in base all’analisi delle pressioni. Allo scopo di permettere una maggiore comprensione dello stato di qualità concorrono alla valutazione dello stato anche i seguenti elementi a sostegno: gli elementi chimico-fisici, gli inquinanti specifici non compresi nell’elenco di priorità e gli elementi idromorfologici.	In base alle disposizioni dell’art. 76, D.Lgs. 152/06, ogni Regione dovrebbe aver adottato il Piano di Tutela delle Acque per descrivere lo stato qualitativo delle acque superficiali e sotterranee e tutti gli interventi previsti per riportare lo stato chimico/ecologico ai livelli obiettivo prefissati dalla norma (entro la scadenza del 2015). Tuttavia, laddove tali Piani siano stati adottati entro i termini, di fatto identificano aree di tutela o particolarmente vulnerabili, nelle quali è necessario che le attività antropiche non determinino peggioramenti dello stato delle acque. Tale disposizione non è in contrasto a priori con la realizzazione di attività estrattive o di ricerca/esplorazione, per cui è sufficiente prevedere nei singoli casi specifici presidi e metodologie operative in grado di proteggere la qualità dei corpi idrici. Peraltro, tali vincoli sono di norma considerati in sede di VIA, per informare la progettazione degli interventi ai fini della tutela delle acque. Il fatto che questo criterio così genericamente esposto sia stato introdotto come vincolo relativo di attenzione/approfondimento non cambia di fatto la normale prassi di valutazione di questi aspetti nel corso dei procedimenti autorizzativi ambientali.
37	Altre aree di interesse conservazionistico: Reti ecologiche 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	No, dati non disponibili o informazione da definire. Si rimanda alle successive fasi nel corso dell’attuale processo di VAS per l’individuazione			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) o per iniziative nazionali nell’ambito dell’attuazione della Strategia Nazionale per la Biodiversità Piani di gestione nazionali per la Fauna, progetto Important Plant Areas – IPA, IBA – Important Bird Areas, ecc). Le Aree di Rilevanza Erpetologica Nazionale (A.R.E.N) ospitano specie o popolazione autoctone di anfibi e rettili (fauna erpetologica) con una distribuzione relativamente omogenea	Il rimando a “successive fasi nel corso dell’attuale processo di VAS” risulta non condivisibile, sia dal punto di vista formale che sostanziale.

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITESAI	Osservazione Assorisorse
	Nazionale (AREN); Aree di Interesse per la Fauna (IFA)	ne delle stesse					all'interno del suo territorio. Le IFA rappresentano le aree prioritarie per la tutela della fauna a invertebrati e vertebrati minori del nostro paese (invertebrati, pesci, anfibi, rettili e micromammiferi, 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).	La non cartografabilità del vincolo lo rende di fatto inapplicabile.
39	Aree terrestri di distribuzione di specie e habitat di interesse comunitario, fuori dalla Rete Natura 2000	è disponibile dato su griglia 10 km x 10 km, come da reporting direttiva Habitat				SI	Mentre all'interno della Rete Natura2000 ogni piano o progetto è sottoposto a specifica azione di valutazione per gli eventuali impatti su specie o habitat di interesse Comunitario, fuori dalla Rete va comunque garantita la stabilità delle popolazioni di tali specie e le superfici di tali habitat, numeri che vanno rendicontati nell'ambito dell'attuazione della Direttiva Habitat secondo l'art 17 della Direttiva stessa, che prevede la rendicontazione sullo stato di conservazione di specie e habitat di interesse Comunitario dentro e fuori dalla Rete Natura 2000. http://cdr.eionet.europa.eu/it/eu/art17/	Il sito https://www.reportingdirettivahabitat.it/ è finalizzato alla raccolta, organizzazione e messa a disposizione dei dati e delle cartografie prodotte dall'Italia per il reporting ex Articolo17 della Direttiva "Habitat" 92/43/CEE (3° Rapporto nazionale), trasmesso alla Commissione Europea (CE) nel dicembre 2013, nonché della documentazione utile per l'adempimento delle future attività di monitoraggio e rendicontazione. La documentazione reperibile include due differenti mappature (habitat e uccelli) aventi risoluzione 10x10 km. Ciascuna mappatura copre l'intero territorio nazionale, e riporta la codifica di ciascun habitat/specie. Non è chiaro: <ul style="list-style-type: none"> • in quale sede dovranno essere valutate le sovrapposizioni tra le infrastrutture minerarie e l'habitat/specie presente; • quali criteri saranno adottati nel valutare il vincolo relativo di attenzione. Es. nel sito X ricadono n. 8 habitat e n. 19 specie. Secondo quale criterio verrà valutata l'interferenza tra l'habitat

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITESAI	Osservazione Assorisorse
								“esempio” “Eastern sub-Mediterranean dry grasslands (Scorzoneratalia villosae)” e la presenza di un pozzo di estrazione?
40	Aree terrestri e marine di distribuzione di specie di cui alla Direttiva Uccelli	è disponibile dato su griglia 10 km x 10 km, come da reporting direttiva Uccelli				SI	Per la terraferma: mantenimento e conservazione di habitat importante per le esigenze ecologiche di tutte le specie di uccelli, anche fuori le ZPS (art. 1 e 3 DU). La rendicontazione sullo stato di conservazione delle specie tutelate dalla DU viene 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.	In generale, la Direttiva Uccelli protegge tutte le specie di uccelli selvatici, sia attivamente (ad esempio attraverso la creazione di Zone di protezione speciale, con adeguate misure di conservazione. In una parola le ZPS), sia “passivamente”, mediante una serie di divieti: di cattura, uccisione, distruzione dei nidi, detenzione di uova e di esemplari vivi o morti, disturbo ingiustificato o eccessivo. Testo e allegati della direttiva sono sbilanciati verso la regolamentazione della caccia, cattura e commercializzazione degli uccelli, rendendo poco intuitiva la correlazione tra le aree di distribuzione delle specie e le attività O&G. Non è inoltre reperibile il dato cartografabile su griglia 10x10 km; anche qualora fosse disponibile, non è chiaro: <ul style="list-style-type: none"> • in quale sede dovranno essere valutate le sovrapposizioni tra le infrastrutture minerarie e la specie presente; • quali criteri saranno adottati nel valutare il vincolo relativo di attenzione.
41	Aree marine di distribuzione di specie e habitat protetti di cui alla Direttiva Habitat	è disponibile dato su griglia 10 km x 10 km, come da reporting direttiva habitat				SI	La Direttiva Habitat ha lo scopo di contribuire a salvaguardare la biodiversità mediante la conservazione degli habitat naturali. L'obiettivo è quello di garantire il mantenimento e, ove necessario, il ripristino, di uno stato di conservazione soddisfacente dei tipi di habitat naturali e degli habitat delle specie di interesse. Alcune di queste specie, come il tursiopo Tursiops truncatus e tutte le specie di 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).	Valide le stesse considerazioni di cui al vincolo n. 39

N.	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli relativi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli relativi di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PITESAI	Osservazione Assorisorse
42	aree marine sensibili a causa di particolari caratteristiche oceanografiche, tratti di mare interessati da un intenso traffico navale in entrata e in uscita da porti pescherecci e commerciali e le aree marine con particolare intensità dello sforzo di pesca	parzialmente				SI	Saranno da verificare nelle valutazioni di approfondimento gli impatti cumulativi esercitati dalle attività portuali nei porti principali, incluse le attività di pesca, considerando i traffici di navigazione attuali e futuri previsti dal Piano dei Porti e dalle attività portuali	Non si comprende il nesso tra il traffico portuale e le attività di pesca esistenti con le nuove istanze di permesso di ricerca (trattandosi di aree a mare non c'è alcuna ricaduta sulle concessioni esistenti, salvo che venga presentata un'istanza di variazione del programma lavori tale da richiedere una nuova VIA). Peraltro la cartografabilità solo parziale del vincolo rende impossibile ogni valutazione specifica.
43	Aree agricole a alto valore naturale (AVN)	Dati presenti in alcuni contesti regionali				SI	Aree sensibili per la conservazione di una particolare biodiversità strettamente connessa alla presenza di un habitat agricolo	La cartografabilità solo parziale del vincolo rende impossibile ogni valutazione specifica. Con riferimento specifico alla biodiversità presente in determinati habitat agricoli, non si comprende il nesso con l'attività upstream, che spesso già convivono in molte aree. Si tratta di valutare nel singolo caso specifico quali provvedimenti adottare per minimizzare le eventuali interferenze, ma tale esame può essere condotto solo alla scala della singola concessione.



ASSORISORSE

Risorse Naturali ed Energie sostenibili

Consultazione Proposta PiTESAI - Osservazioni di ASSORISORSE

14 settembre 2021

ALLEGATO II

Valutazione degli impatti economico-sociali: esaustività dei modelli e approccio per cluster

Sommario

Parte 1 – Osservazioni, proposte e principali esiti

1. Osservazioni preliminari
2. Proposte e finalità dell'analisi economico-sociale
3. Principali evidenze dell'analisi

Parte 2 – Analisi economico-sociale per cluster

1. Concessioni gas offshore e onshore afferenti all'ambito emiliano-romagnolo
2. Concessioni olio offshore medio-basso Adriatico e Sicilia
3. Concessioni olio e gas onshore in Basilicata

Appendici

- I. Appendice metodologica
 - II. Richiesta di Assorisorse a DGCRESS
 - III. Elementi di risposta alla richiesta di chiarimenti da parte di Assorisorse (DGCRESS)
-

Parte 1 – Osservazioni, proposte e principali esiti

1. Osservazioni preliminari

Nell'ultimo quinquennio, a livello mondiale, le compagnie di esplorazione e produzione (E&P) di petrolio e gas si sono trovate ad operare in un contesto fortemente critico e incerto. Ciò è ancor più evidente **in Italia** dove, oltre al rischio di mercato proprio del settore, gli operatori hanno dovuto fare i conti con i **mutamenti inattesi e in larga parte non ponderabili della politica energetica nazionale**. Le condizioni entro cui erano state assunte le decisioni di investimento sono quindi profondamente cambiate, creando un **quadro di incertezza, instabilità e incoerenza** tale da compromettere seriamente la permanenza e/o la sopravvivenza delle imprese coinvolte.

Eppure, la drammatica crisi economica del nostro Paese, aggravatasi ulteriormente con la pandemia, imporrebbe di avviare ogni azione in grado di imprimere rapidi e consistenti stimoli alla crescita. Il mondo dell'energia è in grado di fornire un contributo in tal senso: nelle nuove tecnologie rinnovabili e dell'efficienza energetica; nell'ampliamento e modernizzazione delle infrastrutture; ma anche **nella valorizzazione del patrimonio nazionale di idrocarburi, almeno fino a quando la transizione non potrà dirsi completata**. Transizione che, vale rammentare, richiede gradualità e programmazione e deve contemperare obiettivi di sostenibilità ambientale, economica e sociale.

La Scrivente Associazione, che rappresenta gli operatori del settore della ricerca e produzione di idrocarburi nonché le relative imprese contrattiste, ha esaminato con la massima attenzione i documenti pubblicati lo scorso 16 Luglio 2021 per la consultazione, al fine di formulare entro i termini di cui all'art. 14 del D.lgs. n. 152/2006 le proprie osservazioni. A tal fine, in data 14 agosto 2021, l'Associazione ha fatto pervenire a DGCRESS una richiesta mirata di chiarimenti (Appendice II) funzionale ad acquisire una serie di dati ed elementi che sono indispensabili per poter comprendere l'effettivo impatto della Proposta di Piano posta in consultazione e, quindi, per poter formulare le predette osservazioni in maniera puntuale e consapevole.

Circostanziamo le ragioni che hanno originato tale richiesta:

- le risultanze derivanti dall'utilizzo di tali modelli influenzeranno sensibilmente la prosecuzione o meno nella fase di transizione energetica dell'attività di numerose concessioni in particolare in terraferma;
- è di tutta evidenza che la nostra Associazione deve poter disporre di elementi puntuali per poterle valutare gli impatti sulle proprie associate.

A seguito di specifica risposta ricevuta da DGCRESS in data 6 settembre 2021 (documento DGCRESS "Elementi di risposta alla richiesta di chiarimenti da parte di Assorisorse", Appendice III) riportiamo di seguito gli elementi che, ad oggi, originano difficoltà interpretative e implementative rispetto alla Proposta di Piano pubblicata:

1. Sin dall'inizio del documento di risposta, si esplicita che **il focus sono le concessioni onshore e che il modello di valutazione utilizzato è quindi la Cost Benefit Analysis (CBA)** mentre gli altri modelli citati nei documenti e riportati nell'Appendice A alla Proposta di Piano (Analisi multi-criteri, SAM, etc) vengono riportati – secondo citazione testuale - solo a titolo informativo. Per memoria si ricorda che l'equazione impiegata è la seguente.

$$\text{Eq.} \quad CBA_i = \sum_{x=\text{anno } 0}^{\text{fine riserve}} MP_x + PV_x + Decom_x + Emis._x + Ser.Eco._x + Imp.Vis._x$$

Pertanto, i costi e benefici considerati, tutti espressi in euro, sono i seguenti:

- impatto della mancata produzione di idrocarburi sul Valore Aggiunto nazionale (costo), MP;
- impatto delle attività di produzione fotovoltaica nelle aree precedentemente occupate dalle centrali di trattamento sul Valore Aggiunto nazionale (beneficio), PV;
- impatto delle attività di decommissioning sul Valore Aggiunto nazionale (beneficio), Decom;
- impatto delle emissioni evitate (beneficio), Emis.;
- impatto del ripristino dei servizi ecosistemici (beneficio), Serv.Eco.;
- impatto visivo evitato degli impianti estrattivi (beneficio), Imp.Vis.

2. **Il ragionamento è sempre “a scala di concessione”.** Questo rappresenta un limite in un contesto come quello italiano dove esistono veri e propri cluster di giacimenti afferenti al medesimo bacino gestionale e/o geografico che andrebbero trattati nel loro assieme.

3. **Parametri utilizzati nell'equazione CBA.** Relativamente ai dettagli forniti in merito all'impiego dell'analisi costi benefici (CBA) proposta per le attività a terra, e dopo un'attenta lettura, Assorisorse ritiene di dover formulare alcune importanti considerazioni di merito sui parametri utilizzati. **La CBA proposta non sembra contemplare tutti gli indicatori che compongono il bilancio socio-economico complessivo delle attività di esplorazione e produzione.** I dati reali riferiti ai principali bacini (geografici o gestionali) di produzione, analizzati nel dettaglio nel presente documento, dimostrano una ricchezza di sfumature nella valutazione dell'impatto economico delle attività che ancora non si coglie nella metodologia proposta. Di seguito vengono espone le osservazioni dell'Associazione in merito ad alcuni dei parametri inclusi nella CBA.

A) **Impatto della mancata produzione di idrocarburi sul Valore Aggiunto nazionale (costo), MP.** L'adozione di un simile parametro non tutela adeguatamente i numerosi casi di produzioni medio-piccole che, giocoforza hanno un impatto minore su Valore Aggiunto e PIL a scala nazionale, pur determinando impatti significativi sull'economia a scala locale e sui relativi aspetti sociali. Ciò premesso e a seguito della risposta fornita da DGCRESS in merito alla spiegazione del metodo di calcolo del già menzionato impatto, rimangono aperti diversi e determinanti interrogativi di seguito esposti.

1) **La valorizzazione in euro della mancata produzione avviene “ai prezzi di vendita”.** *A che anno si fa riferimento? Quando viene riportato l'esempio di una concessione a olio (Pag. 5, risposta DGCRESS) si precisa: “ In colonna F è riportato il valore in M€ della mancata produzione stimato utilizzando il prezzo medio dell'olio nel 2020.” L'anno di riferimento sembra essere il 2020, Annus horribilis per i mercati del petrolio e del gas, con minimi non toccati da decenni. Occorre capire il perché di questa scelta considerando che nel parametro relativo alla produzione fotovoltaica (si veda in seguito) si considera il PUN 2018. Sarebbe forse opportuno definire un range temporale su cui calcolare un prezzo medio da applicarsi in modo uniforme al momento dell'effettiva valutazione delle concessioni.*

2) **Utilizzo di un moltiplicatore da applicare alla valorizzazione economica della mancata produzione.** Come sono definiti i “moltiplicatori di impatto” necessari per trasformare il valore della mancata produzione nella stima di impatto sul valore aggiunto nazionale? Non è ad oggi verificabile, ad esempio, se il suddetto moltiplicatore – si cita a titolo di esempio la tabella 1 della risposta fornita da DGCRESS, colonna H, pag. 6 – includa:

- **Gli aspetti occupazionali**, ovvero gli occupati diretti e indiretti impiegati nelle concessioni e l'indotto che attorno ad essi gravita. *Nell'analisi completa riportata nella parte 2 del presente documento si evidenzia come le diverse concessioni presenti sul territorio abbiano un impatto occupazionale rilevante specie in ragione della presenza di bacini geografici e gestionali a cui le stesse fanno riferimento.*
- **La fattura energetica associata all'importazione**: *si fa riferimento al maggior costo di importazione susseguente alla mancata produzione sul territorio nazionale.*
- **Tributi erariali e locali**: *royalties, canoni, IMPI, etc, sono spesso cifre molto rilevanti, come si evince dall'analisi svolta nella parte 2 del presente documento.*

B) Impatto delle attività di produzione fotovoltaica nelle aree precedentemente occupate dalle centrali di trattamento sul Valore Aggiunto nazionale (beneficio), PV;

- 1. Nonostante Assorisorse espliciti nelle proprie osservazioni la disponibilità al riutilizzo delle aree interessate alle attività Upstream per la produzione di energia da rinnovabili, non si ritiene affatto scontata la duplice assunzione che tale ipotesi sia percorribile per la generalità dei casi e che determini un beneficio economico. Sarebbe importante comprendere su quale ratio si fonda.*
- 2. Perché si fa riferimento alla tecnologia PV e non altro tipo di tecnologie o attività?*
- 3. Per la relativa valorizzazione in euro si impiega poi il PUN 2018, significativamente più elevato di quello del 2019 e giocoforza del 2020 (38,9 €/MWh nel 2020, 52,3 €/MWh nel 2019 e 61,3 €/MWh nel 2018).*
- 4. Per la valorizzazione in euro vengono attualizzati i flussi di cassa relativi ad un periodo temporale pari all'intera vita utile del parco fotovoltaico (30 anni negli esempi riportati a pag. 9 e pag. 24 risposta DGCRESS), senza considerare che le risorse dei giacimenti presi in considerazione si esauriranno in ogni caso prima della data di fine vita, andando perciò a sovrastimare il beneficio atteso per il periodo compreso tra la fine delle riserve dei giacimenti (rispettivamente nei due esempi 2030 e 2040) e la fine della vita utile del parco (2055). Come peraltro riportato all'interno della formula di calcolo della CBA, la sommatoria dei costi/benefici dovrebbe essere calcolata per gli anni compresi tra "x" e "fine riserve", dove x "va dall'anno di scadenza del titolo minerario all'anno di fine riserve" (pag. 4 risposta DGCRESS).*
- 5. Si parla poi nel testo di eventuale produzione fotovoltaica da inserirsi in sostituzione. La decisione sulla sua realizzazione, e quindi il computo del relativo beneficio, deve quindi essere certa al momento della valutazione della concessione. In alternativa si conterebbe un beneficio che potrebbe poi non concretizzarsi.*
- 6. L'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile o alternativa potrebbe non essere inserita in sostituzione ma anche congiuntamente all'attività mineraria, tramite l'utilizzo di parte o tutte le aree al momento di pertinenza di una concessione. Questi impianti potrebbero anche essere avviati da subito nelle concessioni vigenti per integrare la produzione di idrocarburi o per soddisfare l'autoconsumo di energia elettrica. Come esplicitato da Assorisorse nelle proprie osservazioni, la disponibilità a dar corso a tali iniziative dovrebbe rappresentare per gli operatori un fattore positivo di cui tenere conto e non un elemento a favore della cessazione dell'attività mineraria.*

C) Impatto delle attività di decommissioning sul Valore Aggiunto nazionale (beneficio), Decom;

- 1. I costi indicati per le attività di decommissioning sono molto generici e basati su rare informazioni disponibili: si prevede di fare valutazioni sito-specifiche per calibrare meglio tali importi?*

D) Impatto delle emissioni evitate (beneficio), Emis.;

- 1. Nell'equazione proposta sembra che non vengano considerate le maggiori emissioni associate alla produzione e al trasporto di idrocarburi importati – e quindi estratti altrove - in sostituzione della mancata produzione interna (Costo). Queste ultime potrebbero essere calcolate: in base alla distanza tra il punto di immissione del giacimento ed il punto di import più vicino (isolando l'effetto sul territorio nazionale) oppure considerando l'emissione a partire dal paese di provenienza con un approccio più globale.*

2. *I parametri di emissione per la produzione onshore (Tabella 6 risposta DGCRESS) e i valori dei fattori di danno utilizzati per la valutazione dei costi esterni (Tabella 7) sono derivati da precedenti progetti RSE, di cui non sono forniti i dettagli; pertanto, i valori proposti risultano ad oggi non verificabili.*

E) Impatto del ripristino dei servizi ecosistemici (beneficio), Serv.Eco.;

1. *In che modo si tiene conto rispetto a questo parametro dell'eventuale realizzazione di produzione PV nell'area rispetto al ripristino dei servizi ecosistemici?*
2. *Laddove le aree pozzo sono ubicate in contesti fortemente antropizzati, la metodica tende a sovrastimare i benefici.*

F) Impatto visivo evitato degli impianti estrattivi (beneficio), Imp.Vis.

1. *Il parametro espresso dall'impatto visivo evitato è basato su diverse citazioni di studi e letteratura ma rimane del tutto svincolato dalla presenza storica degli impianti nel territorio. Rimangono inoltre forti elementi di soggettività come "l'andamento di un indice di valutazione della qualità del paesaggio basato sulla presenza ravvicinata di manufatti antropici".*
2. *Nella valutazione degli impatti visivi, le aree pozzo sono sempre ripristinate a usi agricoli: tale scenario assume che tali aree non ricadano entro aree di tipo industriale, ma questo non si verifica su tutte le concessioni;*
3. *Inoltre, per le aree di centrale si assume un impatto visivo nullo dopo il decommissioning: ipotizzando l'installazione di un campo fotovoltaico, andrebbe più correttamente simulato tale scenario, il cui impatto visivo non è nullo.*

4) Il fatto che si consideri solo la differenza tra lo scenario baseline e quello di decommissioning – e quindi il periodo tra la scadenza della concessione e il fine riserve – non contempla in toto il fattore storicità della concessione, che spesso è sinonimo di integrazione nel tessuto economico locale e di rapporti proficui con altre attività del territorio.

5) Rimane arbitraria l'esclusione dal calcolo costi/benefici degli indennizzi che lo Stato potrebbe trovarsi a dover pagare agli investitori che vedono chiuse anticipatamente le loro concessioni, perché considerati impliciti nella valutazione delle perdite da parte della collettività. Inoltre, non è chiaro perché le misure di compensazione potranno essere inserite nel calcolo sito-specifico, ma non anche le altre voci dirette di tassazione (royalties, oneri) e gli indennizzi agli operatori.

In aggiunta alle predette osservazioni, anche la ristrettezza dei tempi rispetto alla data di pubblicazione dei chiarimenti di DGCRESS (il 6 settembre scorso) non ha consentito alla scrivente e alle proprie associate di testare l'attendibilità del modello su una rosa di casistiche sufficientemente ampia per stimarne gli effetti complessivi sulle concessioni onshore italiane.

Alla luce di quanto esposto, permangono ad oggi diversi elementi che portano la scrivente Associazione a ritenere inappropriato – per come si presenta allo stato attuale e per le tempistiche correlate – l'utilizzo della CBA proposta, evidenziando persistenti esigenze di chiarificazione e di verificabilità su numerosi aspetti.

2. Proposte e finalità dell'analisi economico-sociale

Da qui, **tre proposte** da implementarsi con un processo di coinvolgimento degli stakeholder, in linea con quanto sta avvenendo negli altri Paesi europei:

- ✓ Introdurre e/o rendere verificabili gli indicatori citati nelle predette osservazioni e al momento non esplicitati dalla CBA, al fine di cogliere tutte le sfumature che le attività upstream presentano sotto il profilo socio-economico, riprese più estesamente nel prosieguo del presente documento.
- ✓ Superare l'approccio per singola concessione a vantaggio di un approccio per cluster che meglio riflette la caratterizzazione italiana dei campi a olio e a gas, anch'esso trattato nel presente documento.
- ✓ Avviare una fase di test per gli operatori – da effettuare anche congiuntamente con gli stakeholder – per verificare sulle concessioni esistenti l'impostazione completa del modello di valutazione, al fine di poter comprendere pienamente tutti gli impatti e consentire eventuali aggiustamenti.

Finalità dell'analisi per cluster:

- ✓ L'analisi che segue ha cercato di mettere in evidenza i principali indicatori che evidenziano in modo quantitativo e qualitativo gli impatti positivi associati alla prosecuzione delle attività, considerando i diversi modelli operativi che meglio rappresentano la realtà italiana.
- ✓ Al fine di esplicitare tutte le variabili socio-economiche che afferiscono alle attività di estrazione di idrocarburi si è proceduto alla definizione di una matrice master le cui colonne sono i criteri/indicatori socio-economici proposti e le righe sono le concessioni di riferimento, suddivise in grandi, medie e piccole in base alle riserve residue al 31/12/2020. I criteri/indicatori afferiscono a 4 macro-dimensioni: 1) economica; 2) sociale; di sicurezza (energetica, ambientale, sul lavoro); 4) di coesistenza proficua con altre attività del tessuto economico locale (presenza storica e sinergie col territorio).
- ✓ Ai fini dell'elaborazione delle matrici, si è ritenuto necessario considerare la caratterizzazione nazionale delle concessioni che vede coesistere diversi modelli operativi quali: a) gestione delle concessioni accorpata in bacini/distretti geografici o gestionali, frequentemente con infrastrutture comuni, nell'ambito dei quali anche le concessioni di taglia minore concorrono alla copertura dei costi di struttura e all'occupazione. b) poche concessioni di grandissima taglia che sostengono autonomamente una propria struttura; c) limitati casi di concessioni "a sé stanti" che, se produttive o con prospettive anche economiche di concreta ripresa produttiva, contribuiscono comunque, mediante infrastrutture già in essere, alla produzione nazionale, generando ricavi ed occupazione.
- ✓ Sono state quindi elaborate diverse matrici riferite a distinti modelli di operatività, riconducibili a quelli esposti nel punto precedente: a) **concessioni a gas onshore e offshore afferenti all'ambito emiliano-romagnolo** e quindi ad un medesimo bacino geografico e gestionale entro cui rientrano un numero significativo di concessioni di taglia superiore, media e bassa; b) **concessioni a olio di taglia superiore, concentrate in Basilicata nel comparto onshore**; c) **concessioni a olio concentrate nel medio/basso Adriatico e nel Canale di Sicilia nel comparto offshore.**

- ✓ Le tre matrici sono state compilate ed elaborate dal Gruppo di Lavoro di Assorisorse – composto da Energean, ENI, GasPlus, Shell e Total – attraverso l’analisi puntuale ed aggregata degli indicatori/criteri proposti, ciascuno per le proprie concessioni di riferimento.
- ✓ Il periodo considerato è il 2018-2024, in modo da includere il contributo dell’ultimo triennio (significativo nonostante sconti un contesto economico di estrema criticità) e quello dei prossimi 4 anni, secondo una visione prospettica che in un settore come quello upstream – che poggia su una programmazione di investimenti e produzione almeno di medio termine – non dovrebbe mai essere ignorata.

3. Principali evidenze dell’analisi

Qui di seguito si riportano le principali evidenze dell’analisi economico-sociale svolta per i tre cluster menzionati, che verranno analizzati e dettagliati ai successivi paragrafi 4,5,6 del presente documento.

a) Concessioni gas offshore e onshore afferenti all’ambito emiliano-romagnolo

L’analisi del cluster Emilia-Romagna evidenzia l’importanza di salvaguardare il concetto di bacino, in cui un ruolo rilevante è svolto dai campi di piccole dimensioni. Nell’area, inoltre, l’attività di estrazione di idrocarburi coesiste da oltre un secolo, in modo pacifico e sinergico, con le altre attività che insistono sul territorio.

L’implementazione degli investimenti già programmati nel “bacino” emiliano-romagnolo – **322 milioni di euro sul periodo 2021-2024** che si sommano ai 254 milioni del triennio 2018-2020 - avrebbe **ricadute socio-economico del tutto rilevanti.**

➤ **Sul versante economico:**

- Il mantenimento di una capacità produttiva che nel periodo 2018-2020 ha garantito mediamente una **copertura del 24% della produzione nazionale di gas con le piccole concessioni che hanno pesato per il 12%** soddisfacendo anche l’autonomia energetica di intere comunità.
- **Una riduzione significativa della fattura energetica nazionale**, pari a 1,7 Mld € sul periodo 2018-2024. Cifra che, se si considerasse la sola produzione prevista a partire dal 2021 e il valore delle riserve al 2024, sarebbe addirittura prossima a **3 mld €**.
- **Tributi erariali e locali, tra canoni, royalties, IMPI e compensazioni ambientali, pari a 180 Mln € sul periodo**, di cui il 32% proveniente da concessioni di classe bassa.

➤ **Sul versante sociale:**

- **Ricadute occupazionali significative:** le concessioni, tra lavoratori diretti ed indiretti, hanno garantito l’occupazione media annuale sul triennio 2018-2020 di 1.900 unità lavorative, dato previsto in crescita a **3.800 unità nel periodo 2021-2024** con un picco di 4.200 unità nel 2022 (+120%).
- **Una retribuzione media di settore pari a 42.500 €**, significativamente superiore alla media regionale di 23.600 €, a indicare l’elevato livello di formazione e specializzazione che caratterizza il comparto.

- **Ricadute rilevanti sull'indotto, tramite il coinvolgimento di 267 imprese** di fornitura di beni e servizi para-petroliferi di indubbio pregio ed elevata specializzazione. **Quello di Ravenna** è un bacino d'eccellenza nei servizi offshore e nella progettazione e costruzione di impianti di perforazione a terra e a mare. Analogamente, eccellenza ed expertise prerogativa anche del raggruppamento di imprese che opera tra **Parma e Piacenza** dove la storia nazionale degli idrocarburi trova il suo più antico presidio.

Le operazioni di estrazione di idrocarburi esistono, inoltre, da oltre un secolo sul territorio emiliano-romagnolo e vantano una proficua coesistenza con le altre attività economiche, in un contesto disteso e sinergico, testimoniato da numerosi casi studio. Si cita, a titolo di esempio, il caso del giacimento di Spilamberto, in produzione dagli anni '50, che ha favorito lo sviluppo delle ceramiche di Sassuolo, nel modenese, famose in tutto il mondo. Ma anche le attività convenzionalmente viste come antitetiche a quella upstream, in Emilia-Romagna hanno saputo e sanno tuttora coesistere in equilibrio. Agricoltura, pesca e turismo sono di certo tra i fiori all'occhiello del tessuto economico regionale, senza risentire della storica presenza sul territorio delle attività di estrazione di petrolio e gas.

b) Concessioni olio offshore medio-basso Adriatico e Sicilia

L'analisi del cluster relativo alle concessioni olio offshore del medio-basso Adriatico e del Canale di Sicilia sottolinea, in particolare, l'importanza delle quantità di bitume prodotte a mare, tali da soddisfare quote estremamente rilevanti del fabbisogno relativo delle regioni coinvolte.

La realizzazione di investimenti programmati sul periodo 2021-2024 per 110 Mln di euro determinerebbe:

➤ **Sul versante economico:**

- Un sensibile aumento della produzione di bitume che già ora copre **il 14% del fabbisogno italiano, il 100% della richiesta di bitume delle aree rivierasche del medio-basso Adriatico e quasi il doppio del fabbisogno della regione Sicilia.**
- **Una riduzione significativa del costo di importazioni di tale prodotto pari a 150 Mln € sul periodo 2021-2024; cifra che potrebbe essere 5 volte superiore** (circa 0,7 miliardi di euro) se si considerasse il valore delle riserve a fine vita.
- **Tributi erariali e locali, tra canoni, royalties, IMPI e compensazioni ambientali, pari a 51,5 Mln € sul periodo**, con un aumento rilevante nel periodo 2021-2024 in virtù del piano di investimenti programmato.

➤ **Sul versante sociale:**

- **Ricadute occupazionali significative:** le concessioni, tra lavoratori diretti ed indiretti, hanno garantito l'occupazione media annuale di **900 lavoratori** tra 2018 e 2020, **numero atteso in lieve ma costante crescita e di grande rilevanza considerato l'elevato tasso di disoccupazione che caratterizza mediamente le regioni coinvolte** e che si aggira su un livello medio del 10% per Marche- Abruzzo-Molise e addirittura sul 20% per la Sicilia.

- **Una retribuzione media di settore pari a 42.500 €**, più che doppia rispetto a quella media di area, a indicare l'elevato livello di formazione e specializzazione che caratterizza il comparto.
- **Ricadute rilevanti sull'indotto, tramite il coinvolgimento di circa 250 imprese di fornitura di beni e servizi para-petroliferi ad elevata specializzazione.** Le aree marchigiane, abruzzesi e molisane, per quanto attiene l'offshore adriatico, e l'area siciliana per quanto riguarda l'offshore del Canale di Sicilia sono storiche protagoniste di questa realtà industriale per la varietà e complementarità delle specializzazioni esistenti. **Quello di Pescara e quello di Ragusa sono bacini d'eccellenza nei servizi offshore e nella progettazione e costruzione di impianti di perforazione a terra e a mare.**

Una pluridecennale coesistenza con le altre attività economiche che insistono sul territorio. L'avvio delle piattaforme offshore (negli anni '60 del secolo scorso) ha generato, nelle aree coinvolte, un'intensa attività portuale; nell'ultimo ventennio, in relazione al porto industriale di Ortona (CH), il traffico legato a prodotti e movimentazioni riconducibili all'industria petrolifera, sia in termini di merci che di manufatti, è stato sempre superiore al 50% con picchi anche prossimi al 70%. Per queste realtà portuali, l'attività petrolifera offshore rappresenta una garanzia di fatturato per operatori e imprese locali nonché la giustificazione per interventi programmatici finalizzati all'adeguamento infrastrutturale, in grado di soddisfare i fabbisogni delle imprese di ogni settore.

c) Concessioni olio e gas onshore in Basilicata

Il cluster Basilicata presenta una situazione di unicità rispetto a quelli precedentemente esaminati, data dalle importanti risorse disponibili sul territorio, prevalentemente petrolifere. Risulta quindi evidente come l'implementazione degli investimenti già programmati nell'area - pari a **€ 1,27 Mld** nel quadriennio 2021-2024 - possa generare importantissime **ricadute socio-economiche**.

➤ **Sul versante economico:**

- **una riduzione della fattura energetica nazionale che, per il solo periodo 2021-2024, supererebbe i 10 miliardi di euro e in larga parte ascrivibile alla produzione di olio;**
- **Tributi erariali e locali, tra canoni, royalties, IMPI e compensazioni ambientali, pari a complessivamente 1,25 Mld € nel 2021-24, per un totale di 1,75 Mld € nel periodo 2018-24.**

➤ **Sul versante sociale:**

- **ricadute occupazionali significative:** le concessioni, tra lavoratori diretti ed indiretti, hanno garantito un'occupazione media annuale sul triennio 2018-2020 di circa **3.200 unità lavorative, dato previsto in crescita a oltre 3.600 unità nel periodo 2021-2024;**
- **Una retribuzione media di settore pari a circa 39.900 €**, significativamente superiore alla media regionale di circa 16.800 €, a indicare l'elevato livello di formazione e specializzazione che caratterizza il comparto;
- **Ricadute rilevanti sull'indotto, tramite il coinvolgimento di oltre 170 imprese** di fornitura di beni e servizi para-petroliferi di indubbio pregio ed elevata specializzazione, la cui massima espressione è ravvisabile nei distretti della Val d'Agri e della Valle del Sauro.

Anche se la Basilicata, a differenza dell'Emilia-Romagna e di altre aree del paese, ha una storia molto più recente in materia di estrazione di idrocarburi, le attività coesistono in equilibrio con il tessuto economico locale. In Val d'Agri, alla forte vocazione agricola in un sistema territoriale a bassa densità e caratterizzato per lo più da borghi storici, si è aggiunta una vocazione industriale legata all'industria estrattiva, connessa alla presenza del più importante giacimento petrolifero europeo.

La coesistenza è agevolata anche dalla definizione di sinergie utili all'individuazione di opportunità per uno sviluppo sostenibile come iniziative in ambito **agricolo** e di **sostegno all'imprenditorialità**, di **valorizzazione del territorio**, di **economia circolare e diversificazione**, di **tutela ambientale e della biodiversità**, di **promozione sociale e culturale**.

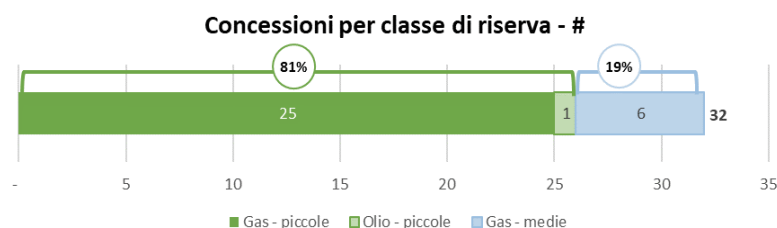
Parte 2 – Analisi economico-sociale per cluster

1. Concessioni gas onshore e offshore afferenti all'ambito emiliano-romagnolo

L'Emilia-Romagna (E-R) è più che mai rappresentativa del binomio Territorio-Idrocarburi per diverse ragioni: a) è in questa regione che nasce l'industria degli idrocarburi in Italia - con i primi ritrovamenti nel XIX secolo nel campo di Vallezza (Parma) – e dove storicamente l'estrazione di gas naturale è stata più rilevante; b) è la regione in cui si combinano: un'agricoltura strutturata, diversificata, rinomata a livello internazionale e che concentra la maggior parte delle produzioni DOP e IGP; antiche tradizioni pescherecce e fiorenti cooperative di pescatori; un turismo marittimo che - al netto della pandemia – riporta presenze in continua crescita; tutti settori che mostrano dinamiche spesso migliori di quelle nazionali e/o di altri territori privi di attività estrattive; c) è in E-R che ha sede la maggior parte delle imprese leader nella fornitura di beni e servizi strumentali alle attività O&G: eccellenze dotate di personale altamente specializzato, che operano in ogni angolo del mondo e il cui supporto è indispensabile alle imprese di produzione nazionali.

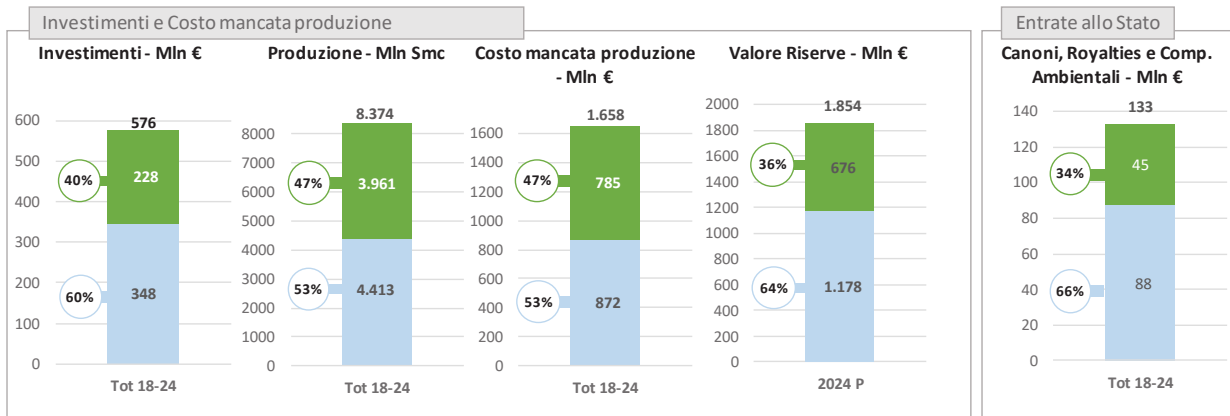
La presente analisi si propone di evidenziare l'assoluta **rilevanza delle ricadute economiche e sociali associate all'operatività delle concessioni gas a terra e a mare afferenti al territorio emiliano-romagnolo**. Queste ultime rientrano nella categoria delle concessioni la cui gestione è accorpata in bacini gestionali che utilizzano di frequente infrastrutture comuni. Nell'ambito di questo modello operativo, sono state costruite due matrici multicriteri riferite al periodo 2018-2024, compilate in modo puntuale dai due operatori che rappresentano il 99% della produzione dell'area: Eni, principalmente per le concessioni offshore, e Gas Plus per quelle onshore. Si è poi ritenuto opportuno esaminare i dati in forma aggregata, in quanto rappresentativi di un cluster che – per ragioni storiche e gestionali - necessita di essere considerato nel suo assieme.

Il campione in esame si concentra sulle 31 concessioni gas che garantiscono la quasi totalità della produzione regionale (si include per completezza anche l'unica concessione a olio presente) e che sono principalmente caratterizzate da campi di media e piccola taglia rispetto alle riserve producibili.



L'analisi è stata svolta secondo le quattro macro-dimensioni in cui si articola la matrice di lavoro, di cui si riportano i principali esiti.

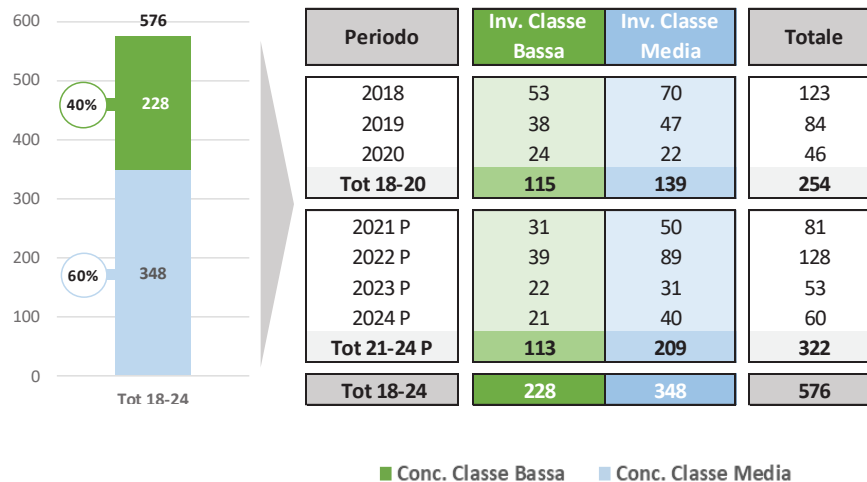
La dimensione economica



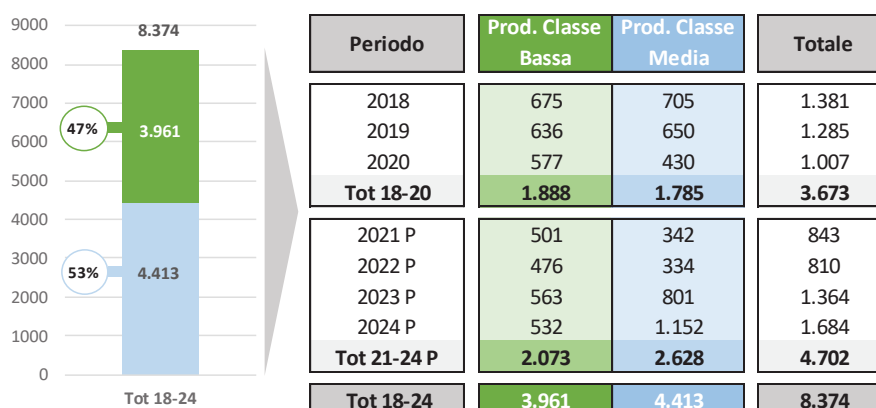
Sul periodo 2018-2024, l'impatto economico e sociale legato alla produzione di gas dei giacimenti emiliano-romagnoli risulta particolarmente significativo, ancor più se si considera l'evidente condizionamento negativo del contesto pandemico, i cui effetti sull'economia italiana si dispiegheranno probabilmente anche oltre il 2020-2021.

Il dato da cui partire sono gli investimenti realizzati e programmati, da cui discendono i profili produttivi attesi e quindi le implicazioni economiche associate alla loro eventuale cancellazione. **Nel triennio 2018-2020** sono stati effettuati investimenti privati per 254 Mln € a fronte di una produzione cumulata di 3,7 Mld di metri cubi standard (Smc). **Ancora maggiore l'impegno previsto per il periodo 2021-2024**, durante il quale sono stati programmati investimenti per ulteriori 322 Mln €, quel che determinerebbe un importante incremento della produzione cumulata attesa che si porterebbe a 4,7 Mld Smc.

Investimenti per classe di riserva - Mln €



Produzione per classe di riserva - Mln Smc

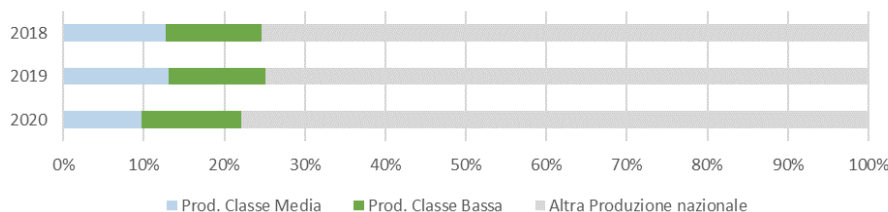


Complessivamente, **osservando l'intero periodo di analisi 2018-2024, gli investimenti privati - realizzati e potenziali - riguardano impieghi per 576 Mln €, il 40% dei quali è destinato alle concessioni di classe bassa; sullo stesso periodo, la produzione cumulata ammonta a circa 8,4 Mld Smc, con le piccole concessioni che contano per il 47% del totale.**

La piena realizzazione di quanto programmato avrebbe molteplici ed importanti implicazioni:

→ il mantenimento di una capacità produttiva che nel periodo 2018-2020 ha garantito mediamente **una copertura del 24% della produzione nazionale di gas con le piccole concessioni che hanno pesato per il 12%.**

Produzione gas E-R per classe riserva su tot Italia - %

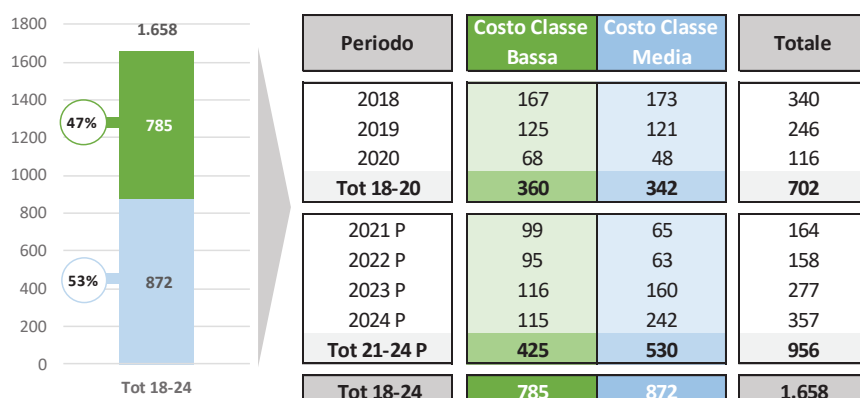


→ **Una riduzione significativa della fattura energetica nazionale, pari a 1,7 Mld € sul periodo 2018-2024. Cifra che, se si considerasse la sola produzione prevista a partire dal 2021 e il valore delle riserve al 2024, sarebbe addirittura prossima a 3 mld €.**

In Italia, l'impatto del deficit energetico sui conti con l'estero è storicamente elevatissimo e ogni singola produzione interna che ne favorisca il contenimento dovrebbe costituire un must di ogni politica energetica e di ogni razionale politica economica. Nel triennio 2018-2020, la produzione di gas proveniente dal solo cluster E-R si è tradotta in una effettiva riduzione del costo delle importazioni per 702 Mln €, cifra che peraltro sconta in negativo la drammatica crisi dei prezzi energetici registrata nel 2020. In previsione, la mancata produzione del periodo 2021-2024 porterebbe ad un aumento del costo delle importazioni di circa 1 mld € (956 Mln €). Complessivamente, nell'orizzonte temporale di riferimento (2018-2024), **una produzione cumulata di circa 8,4 Mld Smc consentirebbe di limitare l'import - già drasticamente elevato - permettendo una riduzione dei conti con l'estero di 1,7 Mld €¹. Merita rilevare come il 47% del suddetto risparmio provenga dalle concessioni di classe bassa, per un valore pari a 785 Mln €.**

¹ Produzione valorizzata in media a 19 c€/Smc per il gas e 33,7 c€/Smce per l'olio.

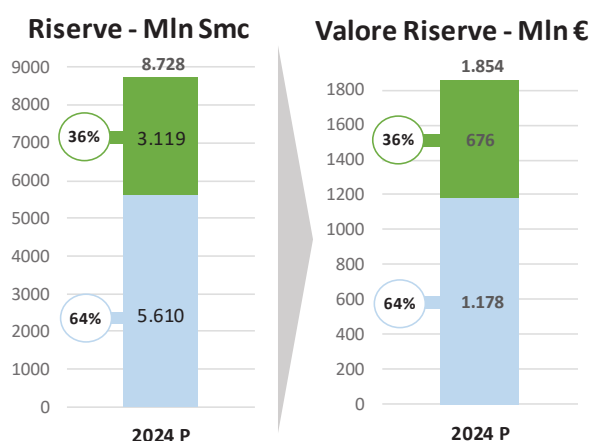
Costo mancata produzione - Mln €



Cifra tutt'altro che trascurabile, ma che **potrebbe essere significativamente superiore se il patrimonio minerario regionale venisse valorizzato fino a fine vita** attraverso lo sviluppo di riserve già identificate in terraferma e nelle acque prospicienti le coste dell'Emilia-Romagna. **Mantenendo il ritmo di produzione stimato, le riserve residue certe e probabili (P1 e P2) all'ultimo anno di analisi (2024) sarebbero pari a 8,7 Mld Smc, per un valore economico di 1,9 Mld €, di cui il 36% riconducibile alle concessioni di piccola dimensione.**

Pertanto, sommando il costo della mancata produzione prevista (2021-2024) alle riserve al 2024 valorizzate al costo di import, si arriva ad un totale di **2,8 Mld €, che equivale all'aumento del costo di importazione nel caso di cessazione dell'attività produttiva dal 2021.** È importante sottolineare che tale stima è conservativa, in quanto:

- comprende solamente le riserve certe e probabili e non le riserve possibili dei giacimenti, il cui sfruttamento, oltre ai benefici derivanti dalla maggiore produzione, dovrebbe anche comportare ulteriori investimenti nell'area con i relativi impatti sul tessuto economico locale;
- viene effettuata valorizzando la produzione ad un prezzo che non tiene conto delle attuali dinamiche rialziste dei mercati degli idrocarburi.



Importare energia non è solo politicamente rischioso ma anche economicamente costoso: se le quotazioni delle materie prime energetiche dovessero aumentare in misura rilevante, come peraltro sta accadendo negli ultimi mesi con prezzi del gas a metà 2021 pressoché doppi rispetto ad inizio anno e circa 5 volte i valori registrati in buona parte del 2020, le stime sopra riportate verrebbero fortemente riviste al rialzo. In un contesto critico e ancora molto incerto come quello che si prospetta

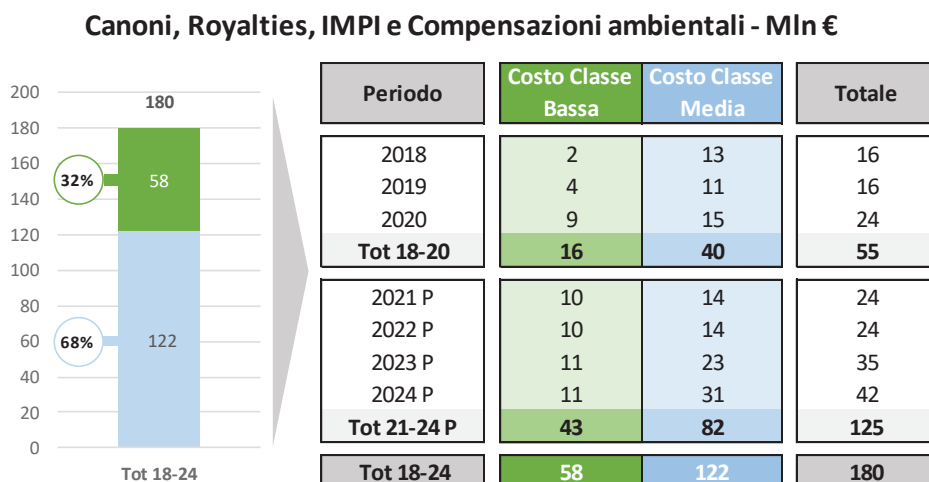
anche a medio termine, non si può giustificare la rinuncia ad una riduzione così rilevante del deficit commerciale, da cui dipende a sua volta la competitività del sistema produttivo nazionale.

→ **Tributi erariali e locali, tra canoni, royalties, IMPI e compensazioni ambientali, pari a 180 Mln € sul periodo, di cui il 32% proveniente da concessioni di classe bassa.**

Tra canoni, royalties ed IMPI le entrate sono state pari a 45 Mln € nel triennio 2018-2020, alle quali si prevede di aggiungere ulteriori versamenti per 118 Mln € tra il 2021 e il 2024, **per un valore complessivo di periodo pari a 163 Mln €**. Solo sul fronte royalties, l'Emilia-Romagna incassa 99 Mln €, comprendendo anche la quota versata ai comuni.

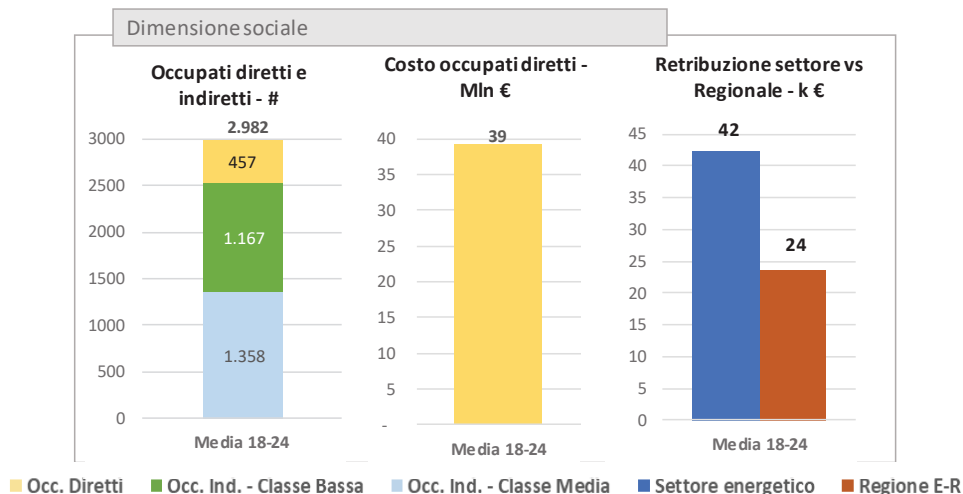
Rilevanti anche le **entrate per compensazioni ambientali** pari a 10 Mln € nel triennio 2018-2020, insieme ad altri 7 Mln € previsti nel periodo 2021-2024, per un **totale di 17 Mln €**, tutte garantite dalle medie concessioni.

Complessivamente, sommando **canoni, royalties, IMPI e compensazioni ambientali**, nel triennio 2018-2020 l'attività di estrazione di idrocarburi ha contribuito per 55 Mln €, mentre **nel periodo 2021-2024 si prevede un ammontare più che doppio e pari a 125 Mln €**, per un totale di periodo pari a 180 Mln €, di cui il 32% provenienti dalle concessioni di piccola dimensione.



In sintesi, la valorizzazione del patrimonio minerario regionale attraverso la piena realizzazione del piano di investimenti programmato avrebbe positive ed importanti ricadute per il nostro paese che, sul piano macro-economico, si traducono in un minor peso delle importazioni, in una conseguente importante riduzione dei conti con l'estero e in significative entrate fiscali. Analogamente, la prosecuzione delle attività avrebbe un impatto positivo anche sul versante micro-economico: in assenza di investimenti vi è il fondato rischio che l'occupazione abbia a ridursi in misura significativa, dato l'elevato numero di imprese coinvolte. Aspetto, quello sociale, di cui è necessario tenere conto in un contesto di elevata disoccupazione nazionale e nell'ottica di una necessaria transizione che non può essere solo energetica, riguardando ineludibilmente anche il capitale umano.

La dimensione sociale

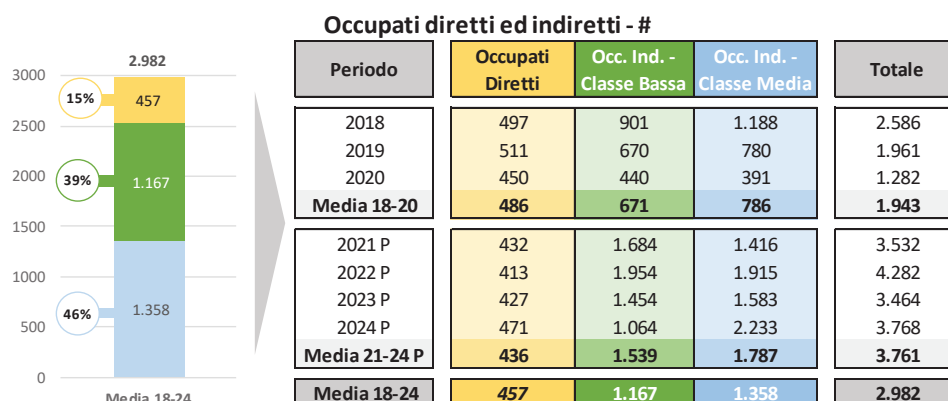


Il bacino esaminato e gli investimenti inerenti programmati garantiscono:

→ **ricadute occupazionali significative**: le concessioni, tra lavoratori diretti ed indiretti, hanno garantito l'occupazione media annuale sul triennio 2018-2020 di **1.900 unità lavorative**, dato previsto in crescita a **3.800 unità nel periodo 2021-2024 con un picco di 4.200 unità nel 2022 (+120%)**.

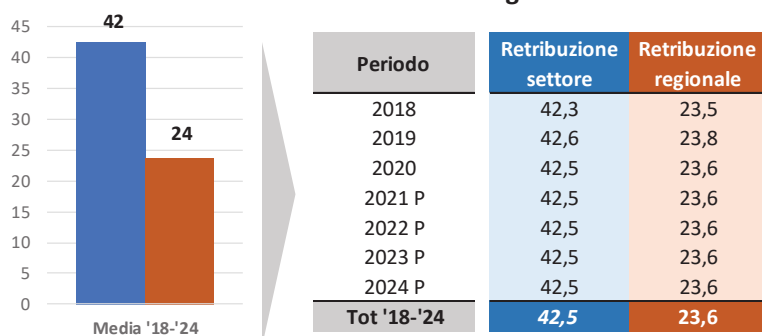
Tale incremento è chiaramente legato ai maggiori investimenti previsti durante lo stesso periodo (+151%), pertanto una ricaduta negativa sull'ammontare degli impieghi metterebbe a rischio un numero rilevante di posti di lavoro.

Considerando solo gli **occupati direttamente impiegati** dalle due principali società di produzione, il loro **costo è mediamente pari in un anno a 39 Mln €**.



→ **una retribuzione media di settore pari a 42.500 €, significativamente superiore alla media regionale di 23.600 €**, a indicare l'elevato livello di formazione e specializzazione che caratterizza il comparto, tema di massima importanza nel percorso di riorientamento del capitale umano.

Retribuzione media settore vs regionale - k €



→ **ricadute rilevanti sull'indotto, tramite il coinvolgimento di 267 imprese di fornitura di beni e servizi para-petroliferi di indubbio pregio ed elevata specializzazione**, la cui massima espressione è ravvisabile nei distretti di Ravenna e Parma-Piacenza.

L'E-R è pertanto protagonista indiscussa di questa realtà industriale, non solo per l'elevato numero di imprese che vi operano ma per la varietà e complementarità delle specializzazioni esistenti: è infatti qui che l'ultrasecolare storia dell'industria mineraria ha generato concentrazioni territoriali di conoscenze minerarie, tecniche ed impiantistiche che hanno dato origine ad aree produttive aventi i tratti tipici dei distretti industriali.

Quello di Ravenna è un bacino d'eccellenza nei servizi offshore e nella progettazione e costruzione di impianti di perforazione a terra e a mare. Ospita il distretto produttivo centro-settentrionale E&P di Eni ed è sede di molteplici compagnie locali e di contractors di fama internazionale. Analogamente, **eccellenza ed expertise prerogativa anche del raggruppamento di imprese che opera tra Parma e Piacenza** dove la storia nazionale degli idrocarburi trova il suo più antico presidio; è qui che si sono avute le prime scoperte ed è sempre qui che si sono sviluppate competenze e professionalità che hanno permesso il fiorire di un'importante tecnologia d'avanguardia nella progettazione, costruzione e distribuzione di impianti e attrezzature per il drilling.

La presenza di personale qualificato e specializzato e di una realtà industriale di pregio è indubbiamente uno dei punti di forza del settore in E-R, tale da favorire continue **forme di partnership tra aziende del settore e università, enti di formazione e centri di ricerca**. Si citano, a titolo di esempio, gli accordi quadro e le numerose collaborazioni che Eni ha avviato con gran parte delle università del territorio (Bologna, Parma, Ferrara, Modena-Reggio Emilia).

La dimensione sicurezza

La sicurezza, specie in un settore come quello upstream, è giocoforza un concetto trasversale che abbraccia diverse sotto-dimensioni.

→ Un tema centrale è certamente quello della **sicurezza energetica, da intendersi come la disponibilità e continuità degli approvvigionamenti e che può valutarsi quantitativamente in termini di dipendenza dalle forniture estere**. In un contesto come quello italiano, in cui tale valore è estremamente elevato – superiore al 90% e superiore alla media europea sia per il petrolio che per il gas – ogni metro cubo o barile estratto in Italia deve essere preferito ad un metro cubo o barile importato in quanto contribuisce – come sopra evidenziato – a contenere il costo della fattura energetica e riduce il rischio geopolitico, una variabile che può diventare estremamente critica,

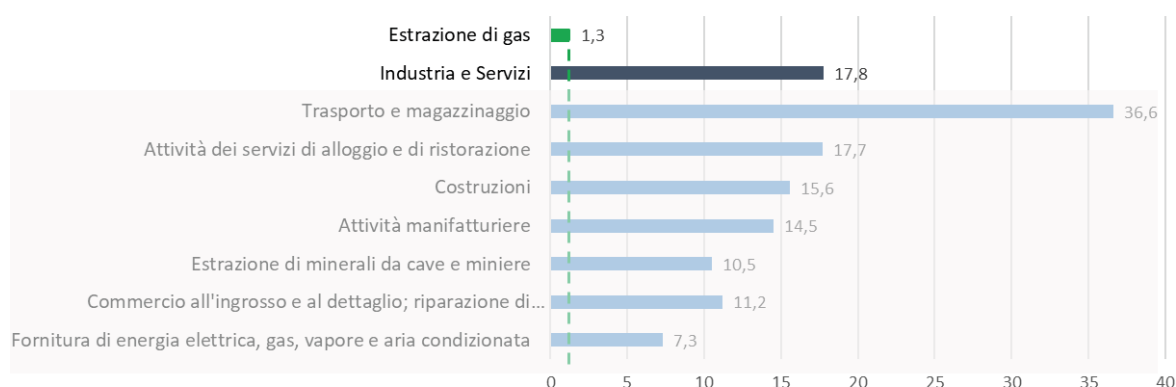
specie laddove le forniture dall'estero sono poco diversificate geograficamente. In tale ottica, la produzione di gas del cluster E-R fornisce un contributo rilevante in quanto copre il 24% di quella nazionale e soddisfa l'11% del fabbisogno regionale di gas. Inoltre, come già visto in termini economici e occupazionali, anche in termini di sicurezza energetica l'apporto dei campi di piccola taglia risulta estremamente importante fino a garantire, in alcuni casi, l'autonomia energetica di piccole comunità. Degno di nota, a titolo di esempio, è il caso della Val di Nure, nel piacentino, dove il piccolo giacimento a gas sotto al castello di Vigolzano sale nelle condutture di fondovalle e alimenta interamente fornelli e caldaie di tre comuni.

→ **La sicurezza energetica si lega poi inevitabilmente a quella ambientale perché minori importazioni significano anche minori emissioni.** Nel caso del gas, ad esempio, le emissioni legate al trasporto da grandi distanze (indirette) - che nell'analisi dell'importa carbonica delle fonti fossili vengono spesso trascurate - possono essere significative. **Questo tema, di centrale importanza, non viene contemplato nella CBA e nella MCA proposte nei documenti istituzionali che considerano unicamente le emissioni evitate grazie alla cessazione delle attività e non anche le maggiori emissioni derivanti dall'importazione del gas non prodotto internamente.** Queste ultime potrebbero essere calcolate: in base alla distanza tra il punto di immissione del giacimento ed il punto di import più vicino (isolando l'effetto sul territorio nazionale) oppure considerando l'emissione a partire dal paese di provenienza (con un approccio più globale).

La grande attenzione all'impatto ambientale che caratterizza gli operatori attivi in Italia, sostenuta da una normativa tra le più severe al mondo, da tecnologie d'avanguardia che tutto il mondo ci invidia e da una cultura della sicurezza radicata grazie a decenni di attività - è un altro elemento che rafforza il tema della sicurezza ambientale della produzione nazionale.

→ Ultimo ma non meno importante è il tema della **sicurezza sul lavoro**, monitorabile quantitativamente anche su scala regionale. Per il cluster di attività qui rappresentato, l'indicatore LTIF - l'indice di frequenza degli infortuni con assenza dal luogo di lavoro per ogni milione di ore lavorate - ha mostrato un valore pari a 1,3 nel 2019, contro il valore di 17,8 delle attività di industria e servizi in E-R nello stesso anno.

Indice LITF di alcune attività economiche in Emilia Romagna (2019)



Nota: Le attività economiche riportate sono un di cui non esaustivo della voce "Industria e Servizi"

Fonte: elaborazioni su banca statistica INAIL

La dimensione storicità e coesistenza con le altre attività del territorio

Questa dimensione, qui analizzata solo dal punto di vista qualitativo, risulta essere di particolare importanza nel caso del cluster emiliano-romagnolo. Come indicato in premessa, l'Emilia-Romagna è più che mai rappresentativa del binomio territorio-idrocarburi potendosi definire la culla dell'attività

mineraria italiana, con i primi ritrovamenti che risalgono alla fine del secolo 1800. Forte di questa storicità, l'industria del petrolio e del gas in regione ha da sempre coesistito in modo pacifico e talvolta proficuo con le altre attività che insistono sul territorio. Si cita, a titolo di esempio, il caso del giacimento di Spilamberto, in produzione dagli anni '50, che ha favorito lo sviluppo delle ceramiche di Sassuolo, nel modenese, famose in tutto il mondo.

Ma anche le attività convenzionalmente viste come antitetiche a quella upstream, in Emilia-Romagna hanno saputo e sanno tuttora coesistere in equilibrio. Agricoltura, pesca e turismo sono di certo tra i fiori all'occhiello del tessuto economico regionale, senza risentire della storica presenza sul territorio delle attività di estrazione di petrolio e gas. Una ricerca condotta da RIE nel 2014 e pubblicata da Editrice Compositori nello stesso anno ha dimostrato come nelle regioni caratterizzate dalla maggior presenza di attività upstream i menzionati settori non riportino, negli anni, performance peggiori rispetto alle regioni meno o per nulla interessate e, nel caso specifico dell'Emilia-Romagna, gli indicatori di performance siano sempre migliori della media nazionale e di altre aree che non presentano operazioni di estrazione. Una dimostrazione evidente dell'assenza di quella correlazione negativa spesso erroneamente riportata tra le ragioni a supporto della chiusura delle attività upstream.

2. Concessioni olio offshore medio-basso Adriatico e Sicilia

Il settore petrolifero rappresenta una componente importante del tessuto industriale italiano. La produzione annuale di petrolio è pari a circa 5,5 milioni di tonnellate (Mln t), di cui ben il 9% viene estratto dai giacimenti offshore al largo delle coste del medio-basso Adriatico (zona B) e della Sicilia (zona C).

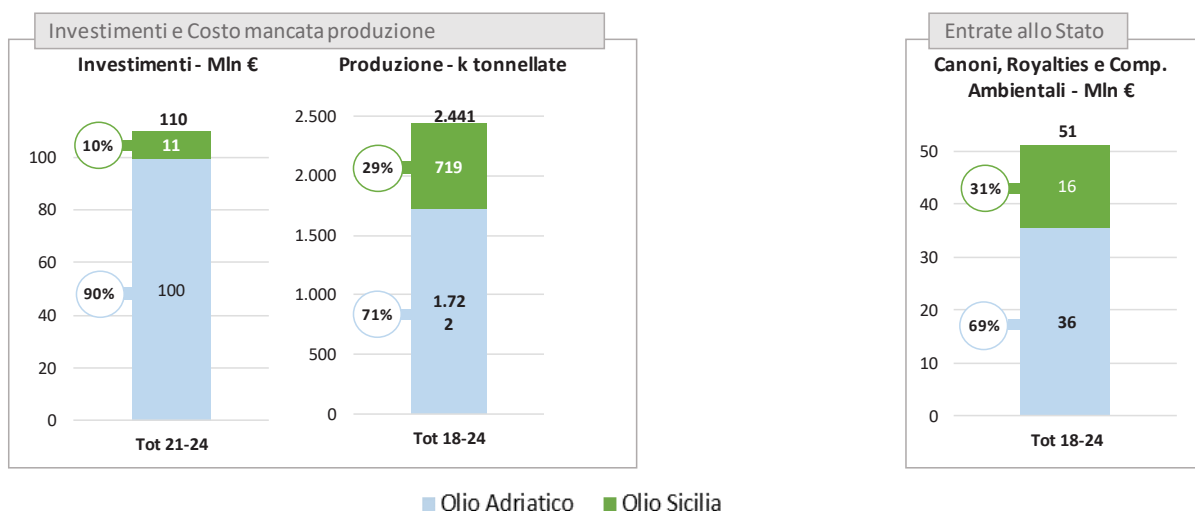
La presente analisi si propone di evidenziare **l'assoluta rilevanza delle ricadute economiche e sociali associate all'operatività delle concessioni a olio offshore afferenti ai soli territori prospicienti le coste del medio basso adriatico e del canale di Sicilia**. Nell'ambito di questo modello operativo, è stata pertanto costruita una matrice multicriteri riferita al periodo 2018-2024, compilata in modo puntuale da Energean Italy S.p.A. operatore impegnato nell'attività estrattiva offshore italiana e che **singolarmente assicura l'80% del prodotto greggio prodotto nell'offshore italiano**.

Nella definizione della matrice master, le colonne utilizzate sono i criteri/indicatori socio-economici proposti e le righe rappresentano rispettivamente il comparto offshore del medio-basso Adriatico (Marche, Abruzzo e Molise) e il comparto offshore siciliano, situato nello specifico nell'area ragusana. I criteri/indicatori afferiscono a 4 macro-dimensioni: 1) economica; 2) sociale; di sicurezza (energetica, ambientale, sul lavoro); 4) di coesistenza proficua con altre attività del tessuto economico locale (presenza storica e sinergie col territorio).

Per quanto attiene la rilevanza dei criteri economici e in virtù delle caratteristiche chimico/fisico del prodotto estratto, classificato come olio pesante, **la matrice ha voluto valorizzare la resa in bitume**, sia in termini di quantitativi di bitume ricavato dall'olio estratto, sia in termini percentuali rispetto al fabbisogno di tale materiale nei comparti territoriali esaminati, sia infine rispetto al fabbisogno globale italiano.

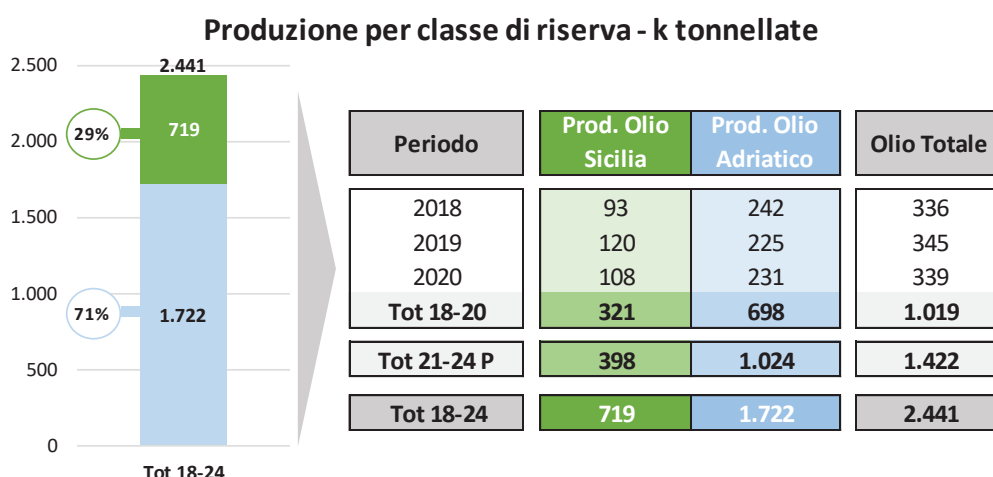
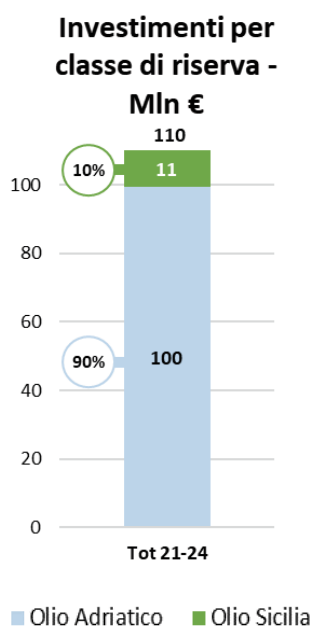
Dalla disamina effettuata è assolutamente rilevante osservare che benché in termini assoluti la quantità di bitume ricavato dalla produzione di olio offshore dai comparti adriatico e siciliano possa sembrare minimale rispetto alla produzione globale italiana, tuttavia copra circa il 14% del fabbisogno italiano ed il 100% della richiesta di bitume delle aree geografiche esaminate.

La dimensione economica



Sul periodo 2018-2024, l'impatto economico e sociale legato alla produzione di olio dei giacimenti offshore adriatici e siciliano risulta particolarmente significativo, ancor più se si considerano i precedenti effetti della recessione economica 2008-2009 e l'evidente condizionamento negativo del contesto pandemico, il cui impatto sull'economia italiana si dispiegherà probabilmente anche oltre il 2020-2021.

Il dato da cui partire sono gli investimenti realizzati e programmati, da cui discendono i profili produttivi attesi e quindi le implicazioni economiche associate alla loro eventuale cancellazione. **Si segnala la significatività dell'impegno previsto per il periodo 2021-2024**, durante il quale sono stati programmati investimenti per 110 Mln €, quel che determinerebbe un importante incremento della produzione cumulata attesa che si porterebbe – considerando i due bacini - a 1,422 Mln t, pari a 0.9 Mln t di bitume ricavato.



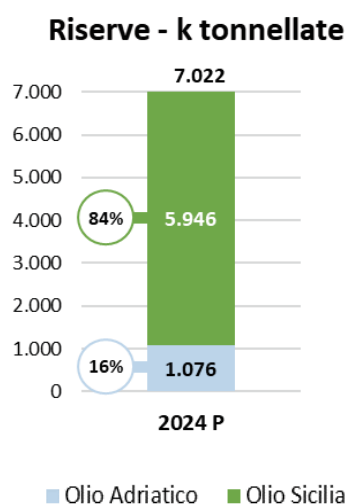
La piena realizzazione di quanto programmato avrebbe molteplici ed importanti implicazioni:

→ il mantenimento di una capacità produttiva che solo nel periodo 2018-2020 ha garantito mediamente **una copertura del 14% del fabbisogno nazionale di bitume**.

→ **Una riduzione significativa del costo di importazione nazionale di tale prodotto, pari a 150 Mln € sul periodo 2021-2024.**

In Italia, l'impatto del deficit energetico sui conti con l'estero è storicamente elevatissimo e ogni singola produzione interna che ne favorisca il contenimento dovrebbe costituire un must di ogni politica energetica e di ogni razionale politica economica. Complessivamente, per l'intero periodo di riferimento (2018-2024), **una produzione cumulata di circa 2,5 Mln t di olio, per circa 1,5 mln t di bitume ricavato, consentirebbe una riduzione dei costi legati all'import di 246 Mln €.**

Una cifra che **potrebbe essere significativamente superiore se il patrimonio minerario venisse valorizzato fino a fine vita** attraverso lo sviluppo delle **riserve** già identificate nelle acque prospicienti la costa adriatica e siciliana stimate in **circa 7 Mln t di olio**. La valorizzazione economica di queste ultime, utilizzando una quotazione conservativa di 350 €/t, ammonterebbe a circa **2,4 mld €**; relativamente al bitume ricavabile (circa 4,2 Mln t), il valore economico corrispondente si attesta sui **0,7 mld €**.



→ **Tributi erariali e locali che tra canoni demaniali e marittimi, IMPI e royalties ammontano, sull'intero periodo, a 51,5 Mln €.**

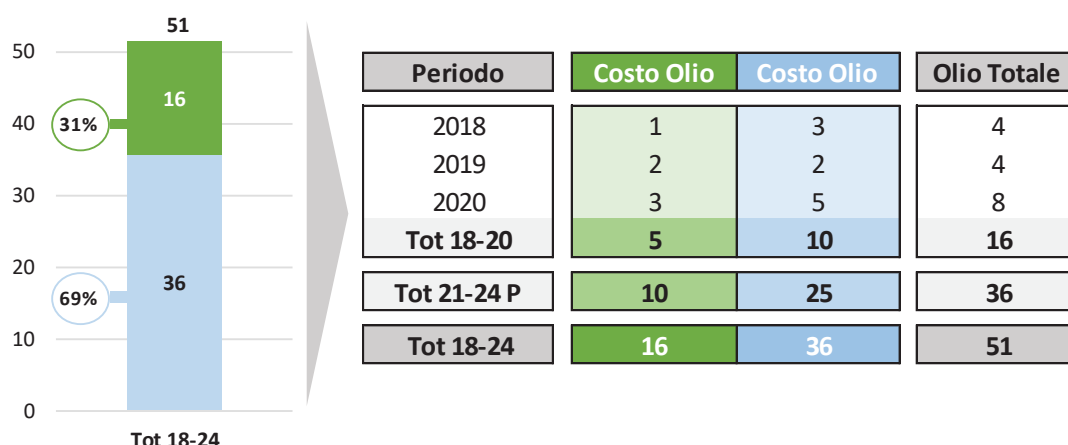
Tra canoni demaniali e royalties le entrate sono state pari a 12.5 Mln € nel triennio 2018-2020, alle quali si prevede di aggiungere ulteriori versamenti per 23 Mln € tra il 2021 e il 2024, **per un valore complessivo di periodo pari a circa 35 Mln €.**

Sono da considerare in questa analisi anche le **entrate per i canoni demaniali marittimi, destinati interamente alle autorità portuali** pari a 0.5 Mln € nel triennio 2018-2020, insieme ad altri 0.6 Mln € previsti nel periodo 2021-2024, per un **totale di 1,1 Mln €.**

Rilevanti risultano poi le entrate per **l'imposta immobiliare sulle piattaforme marine (IMPI)** pari a 2.8 Mln € per il solo anno 2020, che unitamente ad altri 12,3 Mln € previsti nel periodo 2021-2024, porta ad un **totale di 15,1 Mln €.**

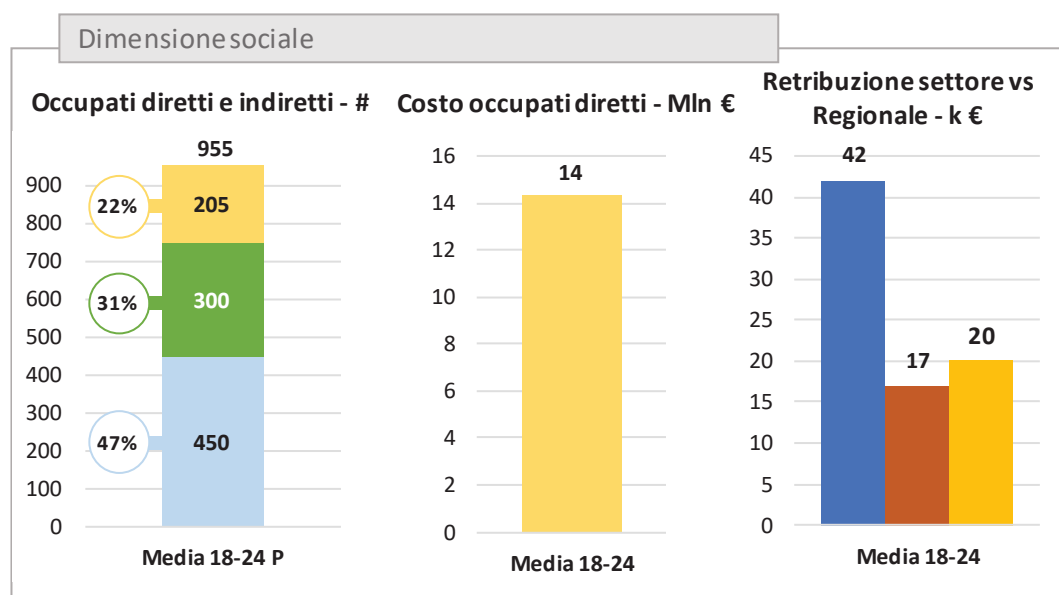
Complessivamente, sommando **canoni demaniali e marittimi, IMPI e royalties**, nel triennio 2018-2020 l'attività di estrazione di petrolio dall'offshore italiano per le aree analizzate ha contribuito per **15.7 Mln €**, mentre **nel periodo 2021-2024 si prevede un importo più che doppio e pari a 35.7 Mln €**, per un totale di periodo pari a circa **51,5 Mln €.**

Canoni, Royalties, IMPI e Compensazioni ambientali - Mln €



In sintesi, la valorizzazione del patrimonio minerario offshore del basso-medio Adriatico e Sicilia attraverso la piena realizzazione del piano di investimenti programmato avrebbe positive ed importanti ricadute per il nostro paese che, sul piano macro-economico, si traducono in un minor peso delle importazioni, in una conseguente importante riduzione dei conti con l'estero e in significative entrate fiscali. Analogamente, la prosecuzione delle attività avrebbe un impatto positivo anche sul versante micro-economico: in assenza di investimenti vi è il fondato rischio che l'occupazione abbia a ridursi in misura significativa, dato l'elevato numero di imprese coinvolte. Elemento particolarmente critico nel Sud Italia, dove i tassi di disoccupazione sono storicamente elevati, ancor più in una situazione di crisi e incertezza come quella attuale.

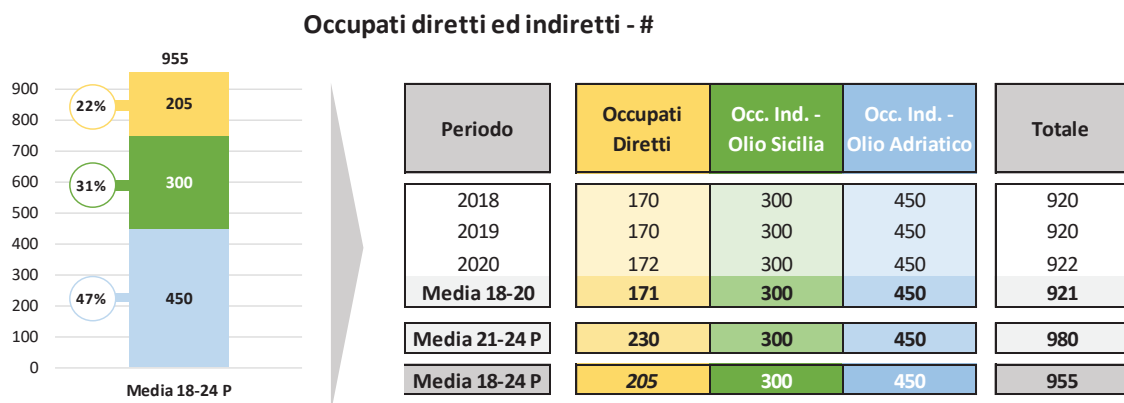
La dimensione sociale



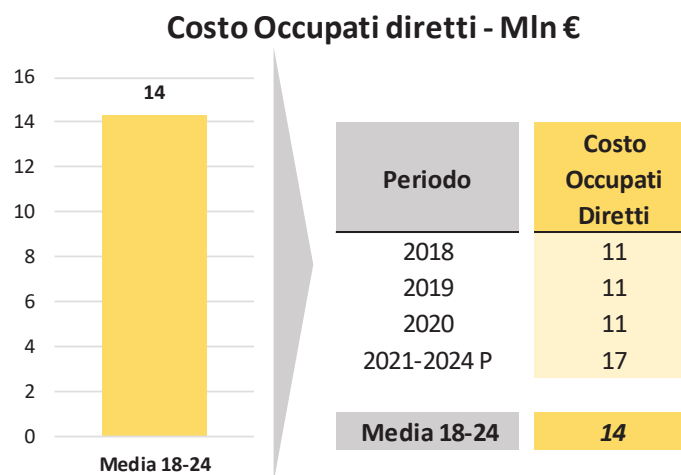
■ Occ. Ind. - Olio Adriatico ■ Occ. Ind. - Olio Sicilia ■ Occupati Diretti
 ■ Retribuzione settore ■ Retribuzione Sicilia ■ Retribuzione Adriatico

Il comparto offshore esaminato nella sua interezza e gli investimenti inerenti programmati garantiscono:

- **ricadute occupazionali significative:** le concessioni a olio per i due distretti esaminati, tra lavoratori diretti ed indiretti, in capo alla sola Energean², hanno garantito globalmente un'occupazione media annuale sul triennio 2018-2020 di circa **900 unità lavorative, dato previsto in lieve ma costante crescita nel periodo 2021-2024, grazie al piano di investimenti programmato.**



Un numero di grande rilevanza considerato l'elevato tasso di disoccupazione che caratterizza mediamente le regioni coinvolte e che si aggira su un livello medio del 10% per Marche- Abruzzo- Molise e addirittura sul 20% per la Sicilia. Inoltre, considerando solo gli **occupati direttamente impiegati** da Energean, il **costo salariale è mediamente pari in un anno a 14 Mln €.**

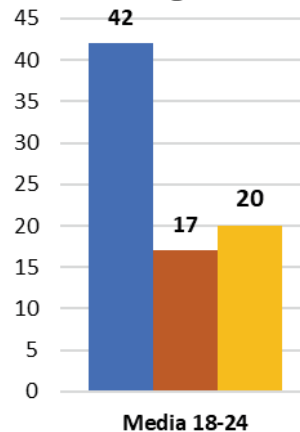


- **una retribuzione media di settore pari a 42.000 €, significativamente superiore alla media regionale di area³ che non supera i 20.000 €,** a indicare l'elevato livello di formazione e specializzazione che caratterizza il comparto, tema di massima importanza nel percorso di riorientamento del capitale umano.

² Non si considera il contributo di Eni, altro principale operatore di settore nelle aree esaminate.

³ Si considerano le retribuzioni medie regionali delle 4 regioni coinvolte.

Retribuzione media settore vs regionale - k €



■ Retribuzione settore ■ Retribuzione Sicilia ■ Retribuzione Adriatico

→ **ricadute rilevanti sull'indotto, tramite il coinvolgimento di circa 250 imprese di fornitura di beni e servizi para-petroliferi di indubbio pregio ed elevata specializzazione**, con particolare riferimento ai distretti del medio-basso adriatico e siciliano.

Le aree marchigiane, abruzzesi e molisane, per quanto attiene l'offshore adriatico, e l'area siciliana per quanto riguarda l'offshore del Canale di Sicilia sono storiche protagoniste di questa realtà industriale, non solo per l'elevato numero di imprese che vi operano ma per la varietà e complementarità delle specializzazioni esistenti: nel tempo si sono infatti generate concentrazioni territoriali di conoscenze minerarie, tecniche ed impiantistiche che hanno dato origine ad aree produttive aventi i tratti tipici dei distretti industriali. **Quello di Pescara e quello di Ragusa sono bacini d'eccellenza nei servizi offshore e nella progettazione e costruzione di impianti di perforazione a terra e a mare.** Ospitano i distretti operativi di Energean e il distretto di Eni in Sicilia e sono sede di molteplici compagnie locali e di *contractors* di fama internazionale.

La presenza di personale qualificato e specializzato e di una realtà industriale di pregio è indubbiamente uno dei punti di forza del settore operativo E&P, tale da favorire continue **forme di partnership tra aziende del settore e università, enti di formazione e centri di ricerca.** Si citano, a titolo di esempio, gli accordi quadro e le numerose collaborazioni che Eni ed Energean hanno avviato con gran parte delle università del territorio e non solo (Perugia, Ancona, Chieti, Catania e Bologna) e con gli istituti tecnici locali. Non da ultimo il progetto promosso dall'Istituto Tecnico Tecnologico Montani di Fermo, realizzato in sinergia con l'Autorità Marittima ed Energean, che ha permesso di allestire un laboratorio di simulazione navale integrato ambiente e sicurezza, orientato alla didattica e alla formazione professionale dei marittimi; per le sue caratteristiche di completezza e semplicità di utilizzo consente, mediante un'interfaccia grafica, di creare, eseguire ed analizzare esercizi di simulazione di navigazione, manovra di navi e interventi di tutela ambientale, propri dell'attività offshore, in differenti scenari di navigazione.

È infatti interesse delle società operanti nell'oil&gas, promuovere forme di collaborazione idonee a restituire al territorio, in termini materiali e culturali, le proprie esperienze di settore, al fine di diffondere e trasmettere le conoscenze acquisite attraverso l'esercizio della propria attività,

in particolare quando gli interventi proposti possono generare una diffusa cultura della qualità dell'ambiente e della salvaguardia del paesaggio.

Un ulteriore dato che aiuta a meglio caratterizzare l'impatto del settore degli idrocarburi sul mercato del lavoro è rappresentato dalla vasta presenza in tutte le aziende operanti nell'attività Upstream di professionalità con gradi di scolarità significativa, specialmente nelle *service company*. Infatti, quasi un dipendente su quattro risulta in possesso di un diploma di laurea. E ancor più significativo appare il fatto che la metà dei laureati complessivi abbia conseguito il proprio titolo di studio negli atenei presenti sul territorio di appartenenza oggetto della presente analisi.

La dimensione sicurezza

La sicurezza, specie in un settore come quello upstream, è giocoforza un concetto trasversale che abbraccia diverse sotto-dimensioni.

Come già accennato per l'Emilia-Romagna, un tema centrale è certamente quello della **sicurezza energetica**, da intendersi come la disponibilità e continuità degli approvvigionamenti e che può valutarsi quantitativamente in termini di dipendenza dalle forniture estere. In un contesto come quello italiano, in cui tale valore è estremamente elevato ogni barile estratto in Italia deve essere preferito ad un barile importato in quanto contribuisce a contenere il costo della fattura energetica e riduce il rischio geopolitico.

In tale ottica, benché la produzione di olio greggio dai bacini distrettuali offshore esaminati rappresenti solo il 4,5% del consumo globale nazionale, assume un contributo assolutamente rilevante se si analizza in termini percentuali l'apporto fornito dal bitume da essa ricavato. Infatti, in virtù della specifica composizione chimico/fisica del prodotto e della sua ottima resa, **con la sola produzione dei giacimenti a olio offshore in capo a Energean si riesce a soddisfare il 14% del fabbisogno nazionale annuo di bitume e rispettivamente il 100% del fabbisogno delle regioni rivierasche del medio-basso Adriatico e quasi il doppio del fabbisogno della regione Sicilia.**

Pertanto, anche in termini di sicurezza energetica, l'apporto di tutti i campi a olio offshore risulta estremamente rilevante, in quanto permette di garantire, per nicchie di prodotto apparentemente di secondaria importanza, l'autonomia energetica di intere aree geografiche, oltre a giocare un ruolo centrale nella difesa dell'occupazione e dell'economia locale.

Analogamente a quanto già argomentato nell'analisi del Cluster E-R, **la sicurezza energetica si lega poi inevitabilmente a quella ambientale perché minori importazioni significano anche minori emissioni.** Nel caso dell'olio, come nel caso del gas, ad esempio, le emissioni legate al trasporto da grandi distanze (indirette) - che nell'analisi dell'impronta carbonica delle fonti fossili vengono spesso trascurate - possono risultare significative. La produzione locale evita invece le emissioni legate al trasporto ed avviene nell'ambito di un quadro normativo tra i più severi al mondo, con l'ausilio di tecnologie avanzate che tutto il mondo ci invidia.

Ultimo ma non meno importante è il tema della **sicurezza sul lavoro**, monitorabile quantitativamente anche su scala regionale. Per il cluster di attività qui rappresentato, l'indicatore LTIF - l'indice di frequenza degli infortuni con assenza dal luogo di lavoro per ogni milione di ore lavorate ha mostrato un valore pari a 0,5 nel 2019 e 0,6 nel 2020, sensibilmente inferiore al valore delle attività di industria e servizi in Sicilia e nelle aree Adriatiche esaminate negli stessi anni.

La dimensione storicità e coesistenza con le altre attività del territorio

Questa dimensione è stata analizzata unicamente dal punto di vista qualitativo. Data la numerosità delle regioni coinvolte – Marche, Abruzzo, Molise e Sicilia – si ritiene opportuno portare esempi concreti e specifici.

Sul fronte della storicità dell'attività upstream, non si può non citare l'Abruzzo la cui industria mineraria vanta una storia plurisecolare. Le prime attività a terra di coltivazione e raffinazione del bitume risalgono, infatti, all'Impero Romano. Forte di questa lunga presenza, l'industria del petrolio e del gas ha da sempre coesistito con le altre attività che insistono sul territorio. L'ultradecennale avvio delle piattaforme offshore (negli anni '60 del secolo scorso) ha generato un'intensa attività portuale; nell'ultimo ventennio, in relazione al porto industriale di Ortona (CH), il traffico legato a prodotti e movimentazioni riconducibili all'industria petrolifera, sia in termini di merci che di manufatti, è stato sempre superiore al 50% con picchi anche prossimi al 70%.

Non vi è dubbio che per queste realtà portuali l'attività petrolifera offshore rappresenti una garanzia di fatturato per operatori e imprese locali e la giustificazione per interventi programmatici finalizzati all'adeguamento infrastrutturale, in grado di soddisfare i fabbisogni delle imprese di ogni settore.

La presenza delle attività di estrazione offshore nelle aree esaminate ben si concilia, poi, con la vicinanza ad importanti poli di raffinazione, come **Falconara Marittima**, in provincia di Ancona, la cui raffineria ha una capacità di lavorazione di quasi quattro milioni di tonnellate all'anno (85mila barili al giorno) e una capacità di stoccaggio di 1,5 milioni di tonnellate. O ancora, sul versante siciliano, si menzionano le due raffinerie dell'area siracusana - che si estende lungo i comuni di **Augusta, Priolo Gargallo e Melilli** - aventi una capacità complessiva di circa 26 milioni di tonnellate di prodotto annue.

Ma anche le attività convenzionalmente viste come antitetiche a quella upstream, nella costa adriatica e siciliana, hanno saputo e sanno tuttora coesistere in equilibrio. Una ricerca condotta da RIE nel 2014 e pubblicata da Editrice Compositori nello stesso anno ha dimostrato come, nelle regioni caratterizzate dalla maggior presenza di attività upstream, i settori agricoltura, pesca e turismo non riportino, negli anni e in media, performance peggiori rispetto alle regioni meno o per nulla interessate, evidenziando l'assenza di un legame strutturale con l'attività mineraria.

3. Concessioni olio e gas onshore in Basilicata

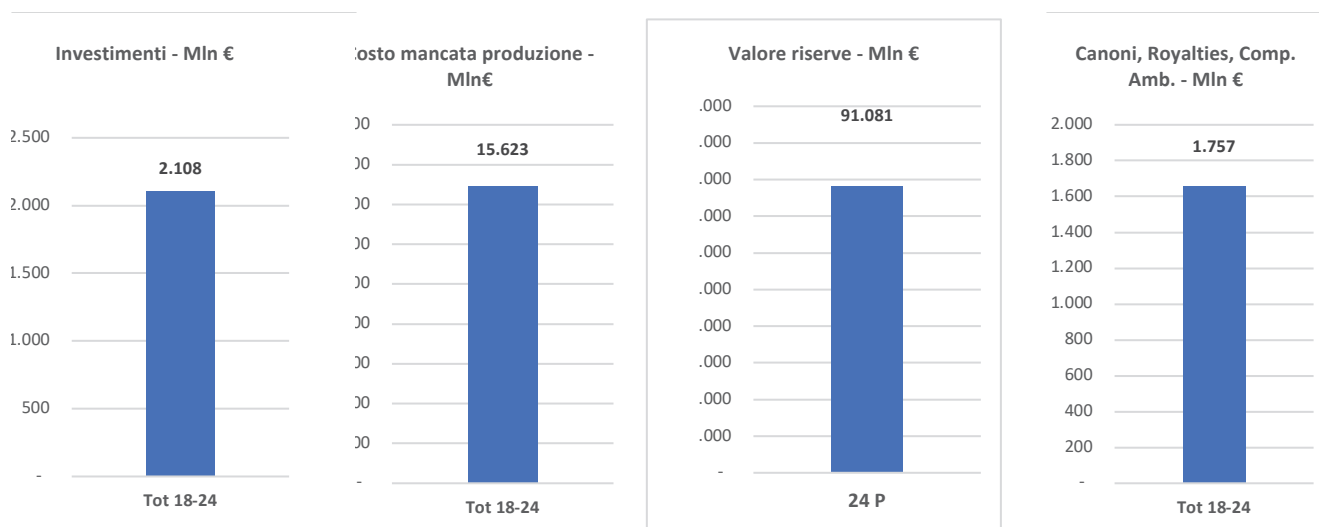
La regione Basilicata presenta una **situazione unica in termini di disponibilità di risorse energetiche**. Sono, infatti, presenti sul territorio **due importanti aree ricche di materie prime**, il giacimento della Val d'Agri, in provincia di Potenza (il più grande giacimento europeo di terraferma) operato da Eni in partnership con Shell Italia e il giacimento di Tempa Rossa, situato nella Valle del Sauro in Provincia di Matera, operato da TotalEnergies E&P Italia in partnership con i contitolari della Concessione Gorgoglione, Shell Italia e Mitsui Italia.

Le risorse di idrocarburi rappresentano, oltre che un bene fondamentale per quelle che sono le dinamiche energetiche, macroeconomiche e microeconomiche dell'intero paese, un'importante opportunità di sviluppo per il tessuto socioeconomico locale in termini di *local content*, creazione di reti di eccellenza con Università e centri di ricerca, trasferimento tecnologico e di know-how alle imprese locali, etc.

La presente analisi si propone di evidenziare la **rilevanza delle ricadute economiche e sociali associate all'operatività delle due concessioni afferenti al territorio lucano**. Come nelle precedenti analisi, sono state costruite due matrici multicriteri riferite al periodo 2018-2024, compilate in modo puntuale dai due operatori che rappresentano la totalità della produzione dell'area: Eni, per la concessione Val d'Agri e TotalEnergies per la concessione Gorgoglione. Anche in questo caso si è ritenuto opportuno esaminare i dati in forma aggregata, in quanto rappresentativi di un cluster che a partire dall'avvio della produzione di Tempa Rossa, necessita di essere considerato nel suo insieme per avere un quadro rappresentativo degli impatti socioeconomici previsti e stimati per i prossimi anni.

L'analisi è stata svolta secondo le quattro macro-dimensioni in cui si articola la matrice di lavoro, di cui si riportano i principali esiti.

La dimensione economica

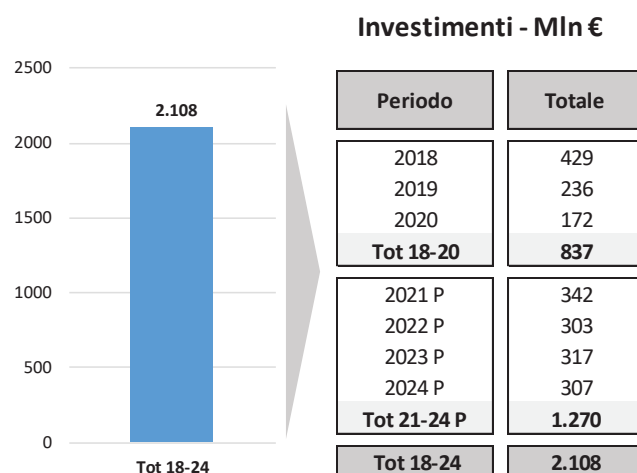


L'impatto economico e sociale del settore oil&gas in Basilicata nel periodo 2018-2024 risulta essere significativo, soprattutto se si considera il beneficio anticiclico che viene a rappresentare il settore all'interno del contesto pandemico che l'economia regionale e nazionale ha subito.

Le due concessioni Val d'Agri e Gorgoglione dal 2018 al 2020 hanno portato gli operatori ad effettuare investimenti cumulati pari a **€ 837,4 Mln**. Il volume dell'investimento va preso in considerazione tenendo presente l'interconnessione settoriale del sistema economico lucano, fattore determinante per il calcolo dell'impatto complessivo che l'attività industriale in questione ha sul PIL della Basilicata.

Da uno studio condotto dalla Fondazione Eni Enrico Mattei dove si analizza l'analisi di impatto economico del settore in Basilicata⁴, emerge che il valore generato dalla sola concessione Val d'Agri arriva a rappresentare in media circa il 10% del PIL totale regionale. Volume destinato ad aumentare nei prossimi anni se si considera l'apporto generato dalla concessione Gorgoglione.

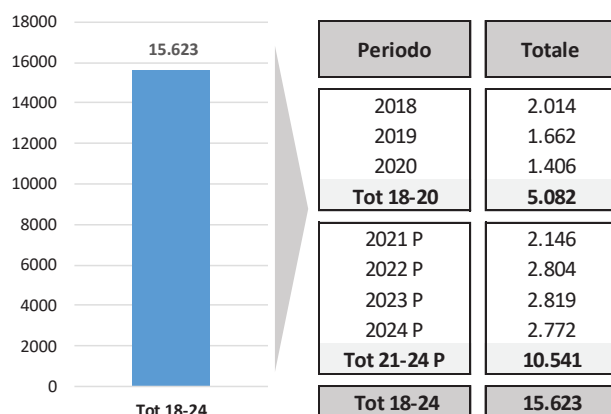
L'esecuzione delle attività che consentono la gestione delle due concessioni genereranno investimenti diretti pari a **€ 1,27 Mld** nel quadriennio 2021-2024.



Nel triennio 2018-2020, la produzione di olio e gas proveniente dal solo cluster Basilicata è paragonabile a una riduzione del costo delle importazioni per **5,1 Mld €**. In previsione, la mancata produzione del periodo 2021-2024 corrisponderebbe a un aumento del costo delle importazioni di circa **10,5 Mld €**. Complessivamente, nell'orizzonte temporale di riferimento (2018-2024), la produzione cumulata Basilicata corrisponderebbe a una riduzione dei costi di importazione per **15,6 Mld €**.

⁴ "Analisi di impatto del CO.VA. nel territorio della regione Basilicata" – FEEM – 2020- Local development projects

Costo mancata produzione - Mln €



Al 2024, valorizzando il patrimonio minerario regionale fino a fine vita attraverso lo sviluppo delle riserve residue certe e probabili (P1 e P2), si potrebbe ottenere un ulteriore valore economico di € 91 Mld.

Pertanto, sommando il costo della mancata produzione prevista (2021-2024) alle riserve a vita intera valorizzate al costo di import, si arriva ad un totale di **101 Mld €**, che equivale all'aumento del costo di importazione nel caso di cessazione dell'attività produttiva dal 2021⁵.

→ **Tributi erariali e locali, tra canoni e royalties e compensazioni ambientali, pari a € 1,75 Mld sul periodo.**

Le entrate regionali, grazie ai canoni e royalties sono state pari a **€ 428 mln** nel triennio 2018-2020 mentre per il quadriennio 2021 al 2024 si stima che il gettito sia di oltre **€ 800 mln**.

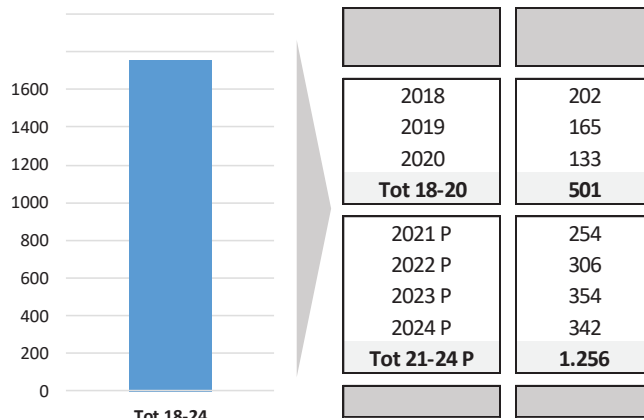
Le municipalità direttamente coinvolte dall'attività di business beneficiano del gettito royalties generato dall'industria estrattiva per un 15% del valore complessivo. Il solo comune di Viggiano, municipalità di circa 3.300 abitanti in provincia di Potenza, ha beneficiato di un contributo royalties di **€ 29 mln** nel triennio 2018-2020, pari a **circa 9 mila euro pro-capite**.

Rilevanti anche le **entrate per compensazioni ambientali** pari a **€ 72,5 Mln** nel triennio 2018-2020, ammontare che sestuplica in previsione nel periodo 2021-2024 con altri **€ 435 Mln** previsti, per un totale di **oltre € 500 Mln**.

Complessivamente, sommando **canoni, royalties e compensazioni ambientali**, nel triennio 2018-2020 l'attività di estrazione di idrocarburi ha contribuito per **€ 501 Mln**, mentre **nel periodo 2021-2024 si prevede un ammontare pressoché doppio e pari a €1,25 Mld**, per un totale di periodo pari a **€1,75Mld**.

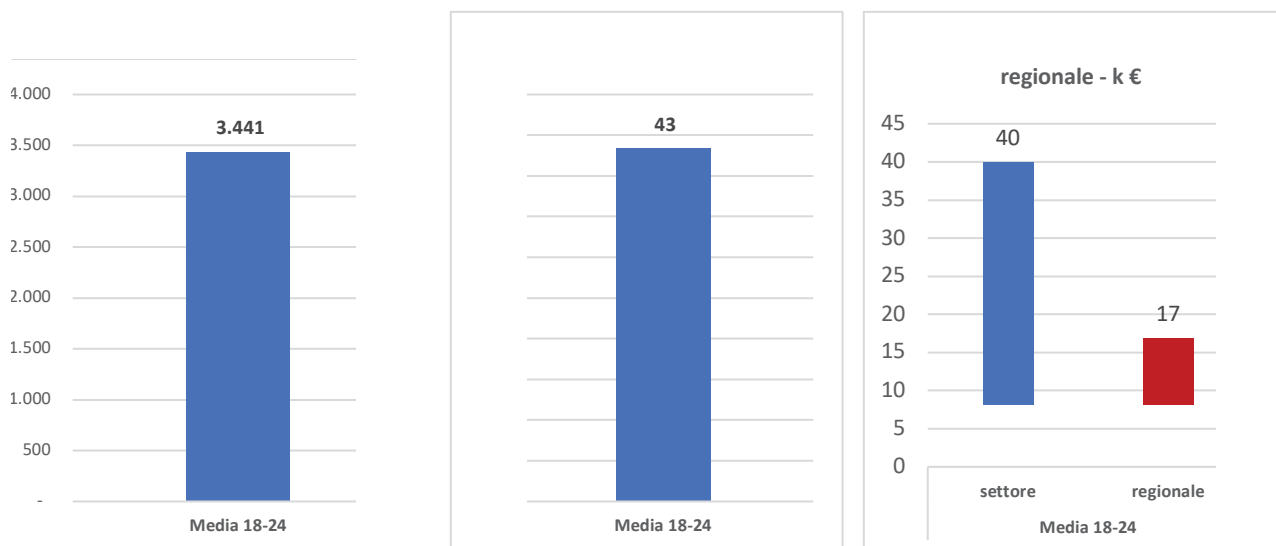
⁵ Tale stima è conservativa, in quanto: i) comprende solamente le riserve certe e probabili e non le riserve possibili dei giacimenti, il cui sfruttamento, oltre ai benefici derivanti dalla maggiore produzione, dovrebbe anche comportare ulteriori investimenti nell'area con i relativi impatti sul tessuto economico locale; ii) viene effettuata valorizzando la produzione ad un prezzo che non tiene conto delle attuali dinamiche rialziste dei mercati degli idrocarburi.

Canoni, Royalties e Compensazioni ambientali - Mln €



Come per l'Emilia-Romagna, la valorizzazione del patrimonio minerario regionale attraverso l'attuazione del piano investimenti programmato porterebbe a dei benefici non indifferenti alla Basilicata. Dal punto di vista macroeconomico, come detto precedentemente, si traduce in un minor peso sulle importazioni. Dal lato della finanza pubblica, il gettito fiscale sia ordinario che "straordinario" (**royalties**) rappresentano un fattore rilevante per i diversi enti coinvolti. Anche i benefici microeconomici che hanno un risvolto diretto sulla dimensione occupazionale e sociale sono da prendere in considerazione. Il numero di imprese coinvolte ad alto valore aggiunto che, quindi, contribuiscono maggiormente alla crescita del prodotto interno lordo su base annua, rappresentano non solo un indotto importante ma un **vero e proprio patrimonio industriale** in una regione del mezzogiorno.

La dimensione sociale

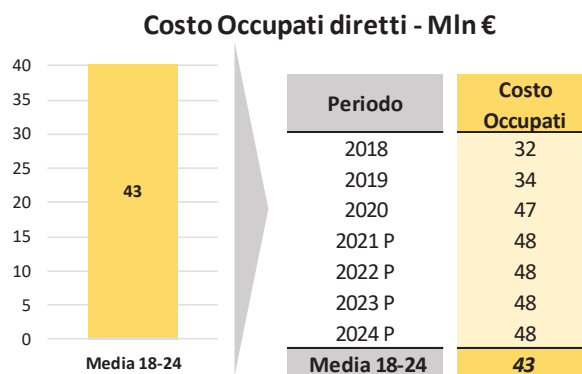


Il bacino delle concessioni esaminate e gli investimenti inerenti programmati garantiscono:

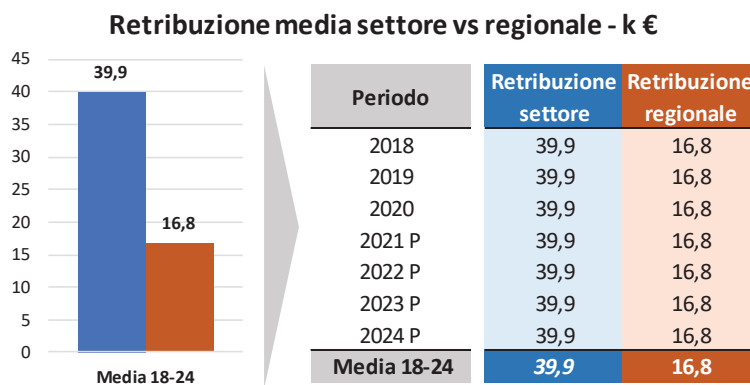
→ **ricadute occupazionali significative**: le concessioni, tra lavoratori diretti ed indiretti, hanno garantito un'occupazione media annuale sul triennio 2018-2020 di **3.212 unità lavorative, dato previsto in crescita a 3.612 unità nel periodo 2021-2024.**

Tale incremento è chiaramente legato ai maggiori investimenti previsti durante lo stesso periodo, pertanto una ricaduta negativa sull'ammontare degli impieghi metterebbe a rischio un numero rilevante di posti di lavoro.

Considerando solo gli **occupati direttamente impiegati**, il loro **costo è mediamente pari in un anno a € 43,4 Mln.**



→ **una retribuzione media di settore pari a € 39.885, più del doppio rispetto alla media regionale di € 16.807**, a indicare l'elevato livello di formazione e specializzazione che caratterizza il comparto, tema di massima importanza nel percorso di orientamento del capitale umano.



→ **ricadute rilevanti sull'indotto, tramite il coinvolgimento di una media di 172 imprese di fornitura di beni e servizi para-petroliferi ad elevato valore aggiunto**, la cui massima espressione è ravvisabile nei distretti della Val d'Agri e della Valle del Sauro.

La Basilicata quindi risulta essere regione strategica a livello nazionale e protagonista indiscussa di questa realtà industriale, non solo per l'elevato numero di imprese e per la naturale complementarità delle varie specializzazioni, ma soprattutto perché tale fenomeno industriale è realtà in un territorio nazionale come il Mezzogiorno di Italia, storicamente bisognoso di uno sviluppo economico ad alto valore aggiunto.

Come Ravenna rappresenta un bacino d'eccellenza nei servizi offshore e nella progettazione e costruzione di impianti di perforazione, anche la Val d'Agri e la Valle del Sauro non sono da meno. Anzi, proprio per la grandezza e importanza dei suoi giacimenti, è una parte di territorio del Sud Italia presa d'esempio dal resto degli altri territori europei. Ospita importanti distretti produttivi ed è sede di molteplici compagnie locali e di *contractors* di fama internazionale.

La formazione che si è susseguita negli anni di personale locale qualificato e specializzato di una realtà industriale di pregio è indubbiamente uno dei punti di forza del settore in Lucania, grazie anche a continue **forme di partnership tra le aziende del settore e università, enti di formazione e centri di ricerca**. Inoltre, in attuazione del "Protocollo d'Intenti tra Eni e Regione Basilicata per l'estrazione di idrocarburi nella Val d'Agri" del 1998, in Basilicata è stata creata una sede della Fondazione Eni Enrico Mattei, operativa dal 2007. Le sue attività istituzionali, in accordo con la Regione, sono realizzate in loco per contribuire - attraverso ricerca applicata - allo sviluppo economico e sociale della Basilicata, alla compatibilità e alle sinergie tra presenza dell'attività estrattiva e sviluppo economico locale (in particolare nell'ambito dello sviluppo turistico ed enogastronomico, settori chiave per la crescita economica della regione). FEEM mantiene un dialogo costante con gli stakeholder locali, concorrendo all'obiettivo comune di uno sviluppo sostenibile del territorio, anche attraverso engagement e partnership, supporto alla policy, disseminazione e iniziative di formazione. Le attività coinvolgono complessivamente circa **30 risorse** tra ricercatori e collaboratori, staff di supporto e coordinamento, per la quasi totalità locali.

La dimensione sicurezza

In termini di raffronto con il tema della **sicurezza energetica**, la produzione di olio e gas in Basilicata, in virtù dell'ottima resa, **soddisferebbe circa l'8% del fabbisogno nazionale annuo⁶ di gasolio, il 18% di benzina e il 18% di bitume e altri fuel, oltre che del 2,2% di gas.**

Per quanto riguarda il tema della **sicurezza sul lavoro** nel cluster di attività qui rappresentato, l'indicatore LTIF - l'indice di frequenza degli infortuni con assenza dal luogo di lavoro per ogni milione di ore lavorate - ha mostrato in Basilicata un valore pari a 0,45 nel 2019 e di 0,8 nel 2020. Il settore petrolifero si conferma, nelle classifiche stilate da INAIL, come il più virtuoso rispetto agli altri settori manifatturieri italiani.

La dimensione storicità e coesistenza con le altre attività del territorio

Questa dimensione, qui analizzata solo dal punto di vista qualitativo, risulta essere di particolare importanza nel caso del cluster lucano. Il paesaggio della Basilicata, prodotto dell'interazione tra natura, agricoltura e insediamenti ma anche oggetto di un continuo processo in divenire, è un mosaico di differenti realtà che lo rendono unico al mondo, **dove natura, cultura ed economia diventano parte di un'unica, complessiva nozione di sviluppo locale**. Tale caratteristica è particolarmente evidente in Val d'Agri e nella Valle del Sauro dove, alla forte vocazione agricola in un sistema territoriale a bassa densità e caratterizzato per lo più da borghi storici, si è aggiunta una vocazione industriale legata all'industria estrattiva, connessa alla presenza in Val d'Agri del più importante giacimento petrolifero europeo. La presenza di player internazionali in questo settore in Basilicata si fonda su un approccio relazionale con la comunità locale e con tutti gli stakeholder con

⁶ Basato su media annua periodo 18-24, previsionale stimato su rielaborazione fonti esterne.

l'obiettivo di definire sinergie utili all'individuazione di opportunità per uno sviluppo sostenibile. La trasparenza, il confronto e la condivisione di principi e strumenti d'azione con gli attori chiave, quali Istituzioni, soggetti economici e produttivi, associazioni e società civile, rappresentano una condizione indispensabile affinché la presenza sul territorio di importanti società dell'energia si traduca concretamente in valore aggiunto per la comunità locale.

Eni ha promosso sin dall'inizio delle attività in Val d'Agri iniziative di sviluppo sostenibile basate su alleanze con gli stakeholder locali. Sono promosse **iniziative di sviluppo agricolo** e di **sostegno all'imprenditorialità**, di **valorizzazione del territorio**, di **economia circolare e diversificazione**, di **tutela ambientale e della biodiversità**, di **promozione sociale e culturale**, e nuovi progetti saranno definiti nell'ambito degli accordi con le istituzioni in via di negoziazione (alcuni esempi nel box "FOCUS").

TotalEnergies EP Italia, in qualità di contitolare, insieme a Shell Italia e Mitsui Italia, della concessione Gorgoglione, è costantemente impegnata nella realizzazione di **iniziative tese a favorire lo sviluppo economico e sociale della Regione Basilicata e dei territori in cui opera** anche attraverso linee di azione non legate all'industria petrolifera, massimizzando le ricadute occupazionali e promuovendo azioni di sostenibilità finalizzate al **coinvolgimento e alla crescita sociale ed economica delle comunità locali**, alla creazione di opportunità per i giovani, alla diffusione della cultura della sicurezza e alla tutela dell'ambiente. Le principali direttrici che consentono la declinazione e la definizione delle azioni sono gli accordi e protocolli siglati tra i contitolari della concessione "Gorgoglione" e la Regione Basilicata, le Convenzioni siglate con i comuni e le politiche di Corporate Social Responsibility (alcuni esempi nel box "FOCUS").

Iniziative di ENI

- a) **Protocollo di Intenti per l'estrazione di idrocarburi - Regione Basilicata-JV Val d'Agri (1998):** prevede l'implementazione di misure multisettoriali di sostenibilità e di tutela ambientale relativamente all'area "Trend 1". **In fase di negoziazione un Nuovo Protocollo di Intenti** tra Regione Basilicata e la JV Val d'Agri che prevede per la realizzazione di **Progetti di Sviluppo in ambito "non oil" ulteriori 190 Mln €** che, sommati a quelli stabiliti dagli accordi per lo sviluppo della concessione Tempa Rossa, potranno determinare **significative opportunità di sviluppo e diversificazione economica per l'intera regione;**
- b) **Accordo "Bonus Gas" (2013):** JV Val d'Agri, la Regione Basilicata e il Comune di Viggiano hanno sottoscritto le "*Linee Guida per la redazione e la sottoscrizione di un Disciplinare per la fornitura di gas naturale*" a favore dei Comuni della Concessione Val d'Agri interessati dalle attività estrattive. Il Contributo è destinato al sostegno della spesa energetica dei cittadini residenti nei Comuni interessati (ca. 30.000 persone) e per realizzazioni di opere pubbliche legate a progetti di efficienza energetica;
- c) **Accordo Coldiretti Basilicata (2019):** JV Val d'Agri fornisce un supporto economico al progetto di filiera "Io sono Lucano", promosso da Coldiretti Basilicata, finalizzato a promuovere le produzioni agricole realizzate in Basilicata, valorizzandone la qualità, tramite lo sviluppo di iniziative di sostenibilità ambientale, della sostenibilità sociale e della comunicazione;
- d) **Joule Scuola di Eni per l'impresa - Progetto South-Up! (2021):** finanziamento e promozione di soluzioni imprenditoriali innovative nel campo dell'agritech e dell'agroenergia, coinvolgendo attivamente start up del Mezzogiorno e aziende agricole lucane che saranno recettori delle innovazioni generate, atte ad aumentare l'efficienza dei processi e la resilienza delle pratiche agricole in ottica di sostenibilità sociale e ambientale.
- e) **Programma Energy Valley (2019):** progetto di diversificazione produttiva e valorizzazione territoriale e socioeconomica per le aree circostanti il Centro Olio di Viggiano. L'obiettivo è la promozione in chiave sostenibile della crescita socioeconomica del territorio della Val d'Agri, individuando le best practice di innovazione e di impatto sociale per un'agricoltura 4.0, coinvolgendo gli stakeholder locali, la popolazione e le eccellenze lucane;
- f) **Convenzione con Ente Parco Nazionale dell'Appennino Val d'Agri-Lagonegrese (EPNAL):** siglata nel 2015 con lo scopo di promuovere una gestione sostenibile delle attività della JV Val d'Agri in sinergia con la tutela e la valorizzazione delle risorse del Parco tramite interventi di riqualificazione e potenziamento della gestione e fruizione di tali aree.
- g) **Alleanza di lungo termine con Lega Nazionale Dilettanti-Comitato Regionale Basilicata (LND-CRB)** per sostenere le attività calcistiche dilettantistiche promosse dal CRB, la fornitura di materiale di allestimento delle sedi e strutture sportive, di abbigliamento e materiali in dotazione agli atleti e allo staff tecnico, materiale promozionale di convegni tematici e di corsi professionali, sostegno anche a scopo sociale per tornei di calcio per diversamente abili.

Iniziative di TOTAL

- a) **Accordo Quadro con la Regione Basilicata (2006):** sancisce l'impegno a corrispondere alla Regione forme di compensazione del mancato uso alternativo del territorio regionale e di riequilibrio ambientale dei territori;
- b) **Protocollo per lo sviluppo sostenibile con la Regione Basilicata (2019):** prevede azioni volte a favorire la crescita economica regionale attraverso linee di azione legate ad attività non-oil e caratterizzanti la sostenibilità e la protezione dell'ambiente nel rispetto della sicurezza, del diritto alla salute e della tutela dell'ambiente; prevede investimenti per un importo di 50 Mln € ogni 5 anni per 25 anni;
- c) **Accordo per la vendita a terzi e la successiva somministrazione del gas:** proveniente dal giacimento Tempa rossa, sottoscritto nel 2020 con Regione e SEL (Società Energetica Lucana), prevede la fornitura gratuita da parte dei contitolari della concessione di tutto il gas naturale prodotto, al netto dell'autoconsumo certificato e del rimborso delle royalties dovute sui volumi di gas al punto di vendita della rete gas;
- d) **Protocollo Tempa Rossa per la trasparenza e per la valorizzazione dell'occupazione e dello sviluppo:** delinea, in condivisione con i maggiori stakeholders istituzionali e della società civile, le modalità di sviluppo dei territori, dei lavoratori e delle imprese locali. Una parte importante del protocollo riguarda la creazione di un database per favorire il re-impiego delle maestranze impiegate nella fase di costruzione, nonché la gestione dei cambi di appalto e la creazione di percorsi formativi;
- e) **Think Tank Basilicata:** lanciato nel 2018 da TotalEnergies con The European House – Ambrosetti, è un'iniziativa a carattere strategico-competitivo finalizzata a definire e sviluppare concretamente una visione per il futuro della Basilicata, incentrata su nuove traiettorie e attivatori di sviluppo, ingaggiando attivamente i leader imprenditoriali e istituzionali e la società civile;
- f) **Call for Ideas "Power2Innovate":** nata nell'ambito della seconda edizione del Think Tank Basilicata, è un'iniziativa a favore di startup e aspiranti imprenditori del Mezzogiorno con idee innovative, finalizzata a valorizzare le competenze strategiche della Regione Basilicata, stimolare l'implementazione di soluzioni innovative e sostenibili e favorire una cultura dell'innovazione diffusa e promuovere l'imprenditorialità nelle Regioni del Mezzogiorno.
- g) **Collaborazione con l'Università di Basilicata:** ha portato alla sottoscrizione di due accordi per la realizzazione di Master post-universitari: "Geoscience for energy transition", "Petroleum Geoscience", Idrocarburi e Riserve: Sicurezza e Controllo ambientale nelle attività di produzione di idrocarburi naturali (IRIS), oltre a un tirocinio formativo extracurricolare volto allo studio di processi di bioconversione della materia organica;
- h) Nell'ambito del Piano di Monitoraggio Ambientale (PMA) di Tempa Rossa, approvato dalla Regione Basilicata, è stata attivata la **collaborazione con l'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia** per il monitoraggio sismico dell'intera area della concessione, nonché lo sviluppo e la messa in esercizio di tecniche satellitari per la verifica di eventuali effetti di subsidenza.
- i) **Partnership con il Parco regionale di Gallipoli Cognato Piccole Dolomiti Lucane (2011):** promozione di iniziative finalizzate alla tutela della Biodiversità;
- j) Sin dall'inizio delle attività di costruzione del sito Tempa Rossa sono stati eseguiti più di 50 interventi di scavo archeologico in circa 45 siti potenzialmente rilevanti e oltre 1000 cassette di materiali sono stati recuperati, identificando ritrovamenti dell'età del ferro (IX-VIII a.c.), dell'età lucana (IV-III a.c.), dell'età romana (II a.c. – V d.c.), altomedioevo, medioevo e postmedioevo. In collaborazione con la **Soprintendenza Archeologica delle Belle Arti e del Paesaggio della Basilicata**, sono state realizzate alcune mostre, a Matera e a San Gimignano, con i reperti rinvenuti nel territorio della Valle del Sauro e sono allo studio una serie di attività finalizzate alla valorizzazione delle ulteriori testimonianze della civiltà lucana, tra le quali la realizzazione del Museo Archeologico di Guardia Perticara;
- k) Iniziative per lo sviluppo economico e sociale riguardano altresì **corsi di formazione professionale per lavoratori del settore oil&gas, fondi di solidarietà** per le imprese lucane, **fondi destinati alla ristrutturazione** di edifici e appartamenti nei comuni della concessione, ed il **Progetto Lucanica 2.0** che ha l'obiettivo di aiutare le imprese agroalimentari a posizionarsi nei mercati internazionali.
- l) **Iniziative culturali**, quali sponsorizzazioni di festival e mostre in collaborazione con associazioni e circoli culturali regionali, nonché eventi musicali e cinematografici di rilievo nazionale per favorire l'integrazione e lo scambio culturale e la pubblicizzazione del Territorio;
- m) Iniziative di supporto all'educazione e progetto per i più giovani, come il **"Road Safety Culture"**, in collaborazione con ANPS (Associazione Nazionale Polizia di Stato), programmi di **"Educazione all'ambiente e alla biodiversità"**, fondi per il miglioramento del trasporto scolastico;
- n) Il supporto in tutte le fasi di gestione della pandemia **COVID-19** ha consentito, in una primissima fase, la messa a disposizione di dispositivi di protezione e di gel igienizzante e, poi, l'organizzazione di diverse campagne di screening della popolazione dei comuni della concessione.

I. APPENDICE METODOLOGICA

Dimensione Economica

1. **% copertura fabbisogno regionale - %** = Produzione / Consumo
 - **Produzione - Mln Smc** = Produzione delle concessioni operate dalle Società all'interno dell'area presa in considerazione, espressa al 100% come dato annuo storico e previsionale
 - **Consumo** interno lordo annuo all'interno dell'area presa in considerazione; il dato previsionale è ipotizzato costante e pari alla media del periodo 2018-2020
2. **Costo della mancata produzione - Mln €** = Produzione (vd. punto 1) x Prezzo Import Gas & Olio
 - **Prezzo import Gas & olio €/Smc** = Media prezzi annuali del Gas e dell'Olio importati espressi in €/Smc
3. **Royalties - Mln €** = Royalties annuali dovute dalle Società per le concessioni all'interno dell'area geografica presa in considerazione in base alla normativa vigente; i dati previsionali si basano su una stima del QE pari a 20 c€/Smc sull'intero periodo considerato
4. **Canoni (base e maggiorazioni) - Mln €** = Canoni annuali dovuti dalle Società per le concessioni all'interno dell'area geografica presa in considerazione in base alla normativa vigente;
5. **Compensazioni ambientali - Mln €** = Compensazioni ambientali dovute dalle Società per le concessioni all'interno dell'area geografica presa in considerazione in base alla normativa vigente;
6. **Anni di vita produttiva residua dei giacimenti - # anni** = Riserve / Produzione (vd. punto 1)
 - **Riserve** = Riserve al 100% Certe (P1) + Riserve Probabili (P2) al 31/12/2020
7. **Costo cumulato della mancata produzione futura considerando l'indice al punto 6 - Mln €** = Riserve (vd. punto 6) x Prezzo Import Gas & Olio (vd. punto 2)
8. **Investimenti 2018-2024 - Mln €** = investimenti annuali in esplorazione e sviluppo per le concessioni all'interno dell'area geografica presa in considerazione

Dimensione sociale

9. **Occupati Diretti - # Uomini** = Numero di lavoratori impiegati nelle attività di esplorazione e produzione delle Società per le concessioni all'interno dell'area geografica presa in considerazione;
10. **Costo Occupati diretti - Mln €** = Costo annuo sostenuto dalle Società relativamente ai lavoratori impiegati nelle attività di esplorazione e produzione per le concessioni all'interno dell'area geografica presa in considerazione
11. **Occupati indiretti e indotto - # Uomini** = Numero di lavoratori impiegati dai fornitori delle Società per le concessioni all'interno dell'area presa in considerazione; il dato previsionale è ipotizzato costante e pari alla media del periodo 2018-2020
12. **Numero di imprese coinvolte - #** = Numero di fornitori intervenuti nell'anno per le concessioni all'interno dell'area presa in considerazione
13. **% di occupazione su occupazione regionale in ambito energetico - %** = Occupati Diretti (vd. punto 9) / Forza Lavoro in ambito energetico
 - **Forza Lavoro in ambito energetico** = Numero di lavoratori iscritti all'INPS, all'interno dell'area presa in considerazione, impiegati in attività relative alle categorie ATECO "Estrazione", "Fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione del Petrolio" e

“Distribuzione e Fornitura”; il dato previsionale è ipotizzato costante e pari alla media del periodo 2018-2020

14. % di occupazione su occupazione regionale totale - % = Occupati Diretti (vd. punto 9) / Forza Lavoro

- **Forza Lavoro** = Numero di lavoratori iscritti all'INPS all'interno dell'area presa in considerazione; il dato previsionale è ipotizzato costante e pari alla media del periodo 2018-2020

15. Tasso di disoccupazione regionale - % = Tasso di disoccupazione (ISTAT) all'interno dell'area presa in considerazione; il dato previsionale è ipotizzato costante e pari alla media del periodo 2018-2020

16. Qualificazione e specializzazione del capitale umano (Retribuzione media di settore) - € = Retribuzione Forza Lavoro in ambito energetico / Forza lavoro in ambito energetico (vd. punto 13)

- **Retribuzione Forza Lavoro in ambito energetico** = Retribuzione totale dei lavoratori iscritti all'INPS all'interno dell'area presa in considerazione ed impiegati in attività relative alle categorie ATECO “Estrazione”, “Fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione del Petrolio” e “Distribuzione e Fornitura”; il dato previsionale è ipotizzato costante e pari alla media del periodo 2018-2020

17. Retribuzione media regionale - €

Retribuzione Forza Lavoro / Forza Lavoro (vd. punto 14)

- **Retribuzione Forza Lavoro** = Retribuzione totale dei lavoratori iscritti all'INPS all'interno dell'area presa in considerazione; il dato previsionale è ipotizzato costante e pari alla media del periodo 2018-2020

18. Collegamento con Università e centri di ricerca

Dimensione Sicurezza energetica, ambientale e sul lavoro

19. Rischio geopolitico connesso alle maggiori importazioni (stima qualitativa)

20. > emissioni associate all'importazione rispetto alla fornitura a Km 0

21. Sicurezza sul lavoro: Indice di frequenza infortuni = (# infortuni relativi agli occupati delle concessioni all'interno dell'area presa in considerazione) x 1.000.000 / ore lavorate

Dimensione Coesistenza con altre attività locali

22. Storicità (stima qualitativa/case study)

23. Sinergie Positive (stima qualitativa/case study)



Roma, 14 agosto 2021

Spett.le
DGCRESS - Direzione Generale per la Crescita Sostenibile e la qualità dello Sviluppo
Ministero per la Transizione Ecologica
Roma

Oggetto: Valutazione Ambientale Strategica - Consultazione concernente il Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (PiTESAI) – Richiesta di chiarimenti.

La Scrivente Associazione, che rappresenta gli operatori del settore della ricerca e produzione di idrocarburi nonché le relative imprese contrattiste, sta esaminando con la massima attenzione i documenti pubblicati lo scorso 16 Luglio 2021 per la consultazione, al fine di formulare entro i termini di cui all'art. 14 del D.lgs. n. 152/2006 le proprie osservazioni.

La presente richiesta di chiarimenti, dunque, ha carattere preliminare ed è funzionale ad acquisire una serie di dati ed elementi che sono indispensabili per poter comprendere l'effettivo impatto della Proposta di Piano posta in consultazione e, quindi, per poter formulare le predette osservazioni in maniera puntuale e consapevole.

In tal senso, il presente documento si concentra esclusivamente sulla questione degli aspetti socio-economici delle attività upstream, posto che la documentazione pubblicata non risulta sufficientemente chiara ed esaustiva sul punto. La Scrivente Associazione, tuttavia, fa sin d'ora espressa riserva di presentare, nei termini di legge, osservazioni su ogni ulteriore profilo oggetto dei documenti pubblicati per la consultazione.

Ciò detto, con la presente si formula la richiesta di poter disporre di ulteriori dati ed elementi per quanto riguarda la *Cost Benefit Analysis (CBA)*, nonché la *Multi Criteria Analysis (MCA)*, il *Modello Input-Output* e la *Social Accounting Matrix (SAM)*, affinché sia possibile valutarne con chiarezza l'eshaustività e la concreta applicabilità ai diversi casi di concessioni che – con caratteristiche molto diverse – rappresentano il settore in Italia.

Circostanziamo le ragioni che originano tale richiesta:

- le risultanze derivanti dall'utilizzo di tali modelli influenzeranno sensibilmente la prosecuzione o meno nella fase di transizione energetica dell'attività di numerose concessioni in particolare in terraferma;
- è di tutta evidenza che la nostra Associazione deve poter disporre di elementi puntuali per poterne valutare gli impatti sulle proprie associate.

Riportiamo di seguito gli elementi che originano difficoltà interpretative rispetto alla Proposta di Piano pubblicata:

a) Mancanza di chiarezza ed incompletezza di informazioni sulle metodologie di analisi da utilizzare nell'ambito della analisi costi-benefici o in aggiunta ad essa.

La molteplicità di documenti prodotti (e relativi allegati) tratta il tema degli aspetti socio-economici legati alle attività indicando una pluralità di possibili approcci metodologici (*Cost Benefit Analysis, Multi Criteria Analysis, Social Accounting Matrix, Supply and Use Table*), la cui applicazione alle varie casistiche non risulta sempre chiara.

Viene, ad esempio, mostrata la possibilità di applicare la metodologia della *Multi Criteria Analysis* quale ulteriore strumento di supporto alla *Cost Benefit Analysis* (pag. 71 *Proposta di Piano*, pag. 11), senza specificare in quali casistiche tale analisi verrà implementata per le concessioni onshore.

Similmente (pag. 71 *Proposta di Piano*, pag. 11 *Allegati e Appendice alla Proposta di Piano*, pag. 121 *Appendice A al Rapporto Ambientale*) viene esplorata la possibilità di valutare l'impatto socio-economico a livello regionale della mancata proroga delle concessioni utilizzando il *modello Input-Output (Supply and Use Table)* allargato ad alcune parti della *Social Accounting Matrix*, ma anche in questo caso non risulta chiaro in quali casi tale modello possa essere implementato.

Non è poi chiaro come nella CBA (*Cost Benefit Analysis*) siano stati valutati gli indennizzi dovuti da parte dello Stato verso gli operatori in caso di anticipata chiusura o mancata proroga del titolo minerario rispetto alla vita utile tecnico/economica dello stesso.

b) Cost Benefit Analysis (CBA): assenza di indicazioni circa le modalità di valutazione dei singoli parametri individuati.

Il metodo proposto (pag. 9 *Allegati e Appendice alla Proposta di Piano*, pag. 119 *Appendice A al Rapporto Ambientale*) consiste nell'effettuare la somma algebrica dei costi e benefici, espressi in euro, in caso di mancato rinnovo di un titolo minerario, considerando:

- impatto della mancata produzione di idrocarburi sul Valore Aggiunto nazionale
- impatto delle attività di produzione fotovoltaica nelle aree precedentemente occupate dalle centrali di trattamento sul Valore Aggiunto nazionale
- impatto delle attività di decommissioning sul Valore Aggiunto nazionale
- impatto delle emissioni evitate
- impatto del ripristino dei servizi ecosistemici
- impatto visivo evitato dagli impianti estrattivi

A nostro avviso, la metodologia di calcolo proposta non consente di comprendere come i parametri verranno valorizzati, siccome la loro definizione risulta spesso solo qualitativa e priva di un'indicazione del peso/punteggio specifico per ciascun parametro. A titolo esemplificativo, il parametro espresso dall'impatto visivo evitato è caratterizzato da elevata discrezionalità di giudizio e dipende in modo stretto dal profilo del valutatore. Risulta pertanto fondamentale non solo comprendere le modalità di calcolo di tali indicatori, ma anche il rationale utilizzato per la loro valutazione.

c) **Multi Criteria Analysis (MCA): assenza di indicazioni circa il coinvolgimento dei diversi attori e le modalità di valutazione dei singoli criteri individuati.**

Negli *Allegati e Appendici alla Proposta di Piano* di luglio 2021 e in particolare nell'Appendice A "Attività di studio e di ricerca" (pag. 12) è mostrata la possibilità di applicare la metodologia dell'analisi a molti criteri (MCA, Multi Criteria Analysis), "quale ulteriore strumento di supporto alle decisioni finalizzato all'individuazione delle concessioni che a scadenza del titolo minerario converrebbe prorogare in virtù del loro impatto sulla componente ambientale, sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sugli aspetti di carattere socio-economico".

Qualora il metodo venga concretamente impiegato a supporto delle decisioni, si evidenzia che nell'analisi multi-criteri – strumento molto valido nel confrontare tra loro e classificare diversi elementi (in questo caso i due scenari baseline e decommissioning) in base a molteplici funzioni obiettivo - "elemento indispensabile per il successo di un Sistema di Supporto alla Decisione è sicuramente la partecipazione di utenti, portatori d'interesse, pianificatori e decisori ad ogni livello del processo decisionale... Con tale operazione, il decisore esprime l'importanza del singolo obiettivo rispetto agli altri" (pag. 13 *Allegati e Appendice alla Proposta di Piano*).

Una volta definiti i criteri in base a cui valutare i diversi scenari/progetti, un ruolo centrale lo ha quindi la definizione del peso/punteggio assegnato ad ogni criterio in quanto rappresentano il punto di vista di ogni decisore. Da qui, la necessità – che non sembra essere esplicitata nei documenti analizzati – di impiegare batterie di pesi/punteggi differenti, a loro volta espressione di punti di vista di decisori diversi (istituzionali, aziendali, etc.), che dovrebbero quindi essere coinvolti nella stessa implementazione dell'analisi multi-criteri. Ciò al fine di testare la robustezza del risultato finale che, di norma, si configura come una sorta di classificazione gerarchica delle alternative prese in esame. Un esito è robusto se cambiando la batteria di pesi – e quindi assegnando un peso diverso ai criteri individuati – non si modifica in misura rilevante. Risulta quindi fondamentale comprendere come viene messo in pratica "il coinvolgimento e la partecipazione costante di tutti gli attori ...al fine di perseguire una corretta valutazione del problema oggetto di analisi, contribuendo ad individuarne la risoluzione" (pag. 13 *Allegati e Appendice alla Proposta di Piano*).

Il metodo proposto prende in considerazione:

- per la valutazione degli impatti del decommissioning delle concessioni onshore, i criteri di seguito elencati (pag. 14 *Allegati e Appendice alla Proposta di Piano*).

Tabella 1: Quadro riassuntivo degli indicatori selezionati in relazione ai tre criteri definiti per l'applicazione dell'analisi MCA nella valutazione degli impatti del decommissioning delle concessioni on-shore.

Indicatore	Indicatore
Sotto-criterio: Emissioni in atmosfera evitate	SA1 Fabbisogno idrocarburi
A1 Emissioni di NMVOC (non-methane volatile organic compound)	Criterio SOCIO-ECONOMICO
A2 Emissioni di gas serra	
A3 Emissioni di NO _x	E1 Impatto della mancata produzione sul Valore aggiunto
A4 Emissioni di SO _x	E2 Impatto attività di decommissioning sul Valore aggiunto
A5 Emissioni di particolato PM2.5	E3 Unità di lavoro della mancata produzione
A6 Emissioni di ammoniaca	E4 Unità di lavoro delle attività di decommissioning
Sotto-criterio: Ripristino dei servizi ecosistemici	E5 Dissenso
A7 Totale del ripristino dei servizi ecosistemici	E6 Impatto della mancata produzione sul gettito fiscale
Sotto-criterio: Impatto visivo	E7 Impatto attività di decommissioning sul gettito fiscale
A8 Impatto visivo	E8 Impatto mancata produzione sul reddito delle famiglie
	E9 Impatto attività di decommissioning sul reddito delle famiglie

La principale differenza tra i due strumenti di supporto alle decisioni proposti per valutare gli impatti generati a seguito del mancato rinnovo di una concessione consiste nel fatto che nell'analisi a molti criteri

- per le piattaforme a mare (per le quali sembra previsto il solo utilizzo della MCA), gli indicatori ambientali, sociali, economici e tecnici definiti nello studio "Planning for a safe and sustainable

decommissioning of offshore hydrocarbon platforms: complexity and decision support systems”, a cui l’Appendice A rimanda (pag. 17 *Allegati e Appendice alla Proposta di Piano*).



Fig. 5. Decision tree with the selected objectives and criteria.
 Albero decisionale in cui si riportano gli obiettivi ed i criteri selezionati.

Analogamente a quanto sopra riportato in relazione alla *Cost Benefit Analysis*, anche nel caso della *Multi Criteria Analysis* la metodologia di calcolo proposta non consente di comprendere come i parametri verranno valorizzati. A titolo esemplificativo, non si comprende come venga valutato il dissenso / public sentiment (MCA onshore/ MCA offshore), sia in termini di scala territoriale, sia perché è per sua natura un criterio caratterizzato da un elevato grado di discrezionalità. Un altro esempio è relativo alle unità di lavoro / *employment opportunities* (MCA onshore / MCA offshore), per le quali non viene dettagliato concretamente come si intende quantificarle: non è chiaro se quest’ultimo aspetto venga esaustivamente trattato sia in termini di personale occupato, di effetti sull’indotto, di retribuzione media di settore (rappresentativa della specializzazione elevata).

In assenza di una approfondita spiegazione di come verrà costruita la matrice decisionale – strumento base dell’analisi multi-criteri – sembra, inoltre, che le 3 dimensioni considerate (ambientale/sicurezza degli approvvigionamenti/ economico-sociale) non vengano trattate seguendo un approccio trasversale.

d) Modello Input-Output / Supply and Use Table (SUT): necessità di chiarimenti in merito alla previsione di un suo utilizzo allargato ad alcune parti della Social Accounting Matrix (SAM)

Sia nel *Rapporto Ambientale* (pag. 74) che nell’*Appendice A* “Attività di studio e di ricerca” dello stesso (pag. 121, contenuta anche nel documento “*Allegati e Appendice alla proposta di Piano*” di luglio 2021 a pag.11) si riporta: “...è inoltre mostrata la possibilità di valutare l’impatto socio-economico a livello regionale dovuto all’eventuale mancato rinnovo delle concessioni per l’estrazione onshore di petrolio e gas (decommissioning), utilizzando il modello Input-Output regionale allargato ad alcune parti della SAM (Social Accounting Matrix)” .

Non è chiaro se concretamente si ricorra a questo approccio per valutare l'impatto del decommissioning ed in caso affermativo emerge la necessità di comprendere in modo preciso e dettagliato la strumentazione impiegata al fine di simulare l'approccio adottato.

Sulla base di quanto sopra esposto, la Scrivente Associazione richiede di:

- ✓ Avere delucidazioni circa le casistiche di applicazione dei diversi modelli indicati nella documentazione pubblicata per la consultazione, vale a dire la *Cost Benefit Analysis (CBA)*, la *Multi Criteria Analysis (MCA)*, il *Modello Input-Output* e la *Social Accounting Matrix (SAM)*;
- ✓ Disporre di una completa descrizione degli indicatori/criteri impiegati nei diversi modelli - e del peso economico o del punteggio attribuito a ciascuna componente - nonché degli strumenti (es. software per MCA) per la loro concreta implementazione;
- ✓ Disporre di esempi di applicazione dei modelli a casi concreti, preferibilmente con riferimento a concessioni con caratteristiche tra loro molto diverse quali la classe dimensionale (grandi, medie e piccole), la localizzazione, l'idrocarburo estratto (gas/olio), in modo da testarli su casi specifici.

Come anticipato in premessa, tutti gli elementi sin qui richiesti sono indispensabili per poter comprendere l'effettiva e concreta applicazione alle singole concessioni delle metodologie di calcolo individuate nell'ambito dei documenti posti in consultazione ai fini della valutazione degli aspetti socio-economici delle attività upstream. Si tratta, quindi, di dati necessari non solo per poter formulare osservazioni puntuali e consapevoli nell'ambito della consultazione di cui in oggetto, ma, più in generale, per poter valutare in prospettiva l'impatto della proposta di Piano oggi in discussione sull'attività del settore e delle associate.

La Scrivente Associazione, dunque, rimane a disposizione per ogni eventuale chiarimento e, considerato il termine stringente per poter presentare osservazioni nella procedura di cui in oggetto, resta in attesa di un cortese e per quanto possibile celere riscontro.

Distinti saluti,



IL DIRETTORE GENERALE
Andrea Ketoff

ELEMENTI DI RISPOSTA ALLA RICHIESTA DI CHIARIMENTI DA PARTE DI ASSORISORSE

1) Avere delucidazioni circa le casistiche di applicazione dei diversi modelli indicati nella documentazione pubblicata per la consultazione, vale a dire la *Cost Benefit Analysis (CBA)*, la *Multi Criteria Analysis (MCA)*, il *Modello Input-Output* e la *Social Accounting Matrix (SAM)*.

Preliminarmente si evidenzia che, come riportato nella documentazione sul PiTESAI in consultazione pubblica, e precisamente:

- ai paragrafi 1.3.1. *“Individuazione/definizione dei criteri ambientali e socio-economici”* (pag. 69-70), 1.3.2. *“Ulteriori criteri ambientali e socio-economici”* (pag. 70-72), 3.2 *“Determinazione delle aree che saranno indicate idonee alla prosecuzione dei procedimenti amministrativi (c.d. ‘aree idonee nella situazione post operam’) e di quelle, già oggi occupate da titoli minerari, che saranno dichiarate compatibili secondo l’art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, alla prosecuzione delle attività di ricerca o di coltivazione che sono già in essere”* (pag. 171-173), del documento *Proposta di Piano*,
- e nel diagramma di Figura 3 (pag. 6) del documento *Allegato 1 alla proposta di Piano*,
- oltre che ai punti *“25. Quali sono i criteri ambientali, sociali ed economici del PiTESAI?”* (pag. 36), *“28. Cosa succede nelle aree non idonee secondo i criteri ambientali, sociali ed economici?”* (pag. 38), *“32. Quali sono le impostazioni delle analisi di valutazione degli effetti ambientali del PiTESAI?”* (pag. 41) del documento *Sintesi Non Tecnica*,

lo strumento decisionale ritenuto opportuno da applicare per sostanziare la verifica del rispetto della compatibilità ai sensi dell’art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, 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, **è l’analisi per la valutazione dei Costi e dei Benefici (CBA¹)**.

In particola a pag. 70 della *proposta di Piano* si dice *“Al riguardo, per le finalità del presente Piano verranno presi in considerazione gli esiti dei lavori di studio e ricerca svolti dalla società Ricerca sul Sistema Energetico R.S.E. S.p.A, nell’ambito sia del precedente accordo stipulato con il Ministero dello Sviluppo Economico e successivamente rinnovato dal MiTE in data 01/04/2021 (registrato all’UCB ai sensi del D.lgs. n. 123 del 30/06/2011 al n. 174 in data 12/04/2021) (riferimento Appendice A). Lo studio che viene preso a riferimento nel Piano, riguarda la predisposizione di un approccio metodologico basato sull’analisi costi-benefici (CBA), quale strumento di supporto alle decisioni, al fine di individuare le concessioni che a scadenza del titolo minerario converrebbe prorogare in virtù del*

¹ CBA acronimo inglese di Cost Benefit Analysis

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."

L'approccio metodologico basato sull'analisi costi-benefici (CBA) è lo strumento di supporto alle decisioni selezionato al fine di individuare le concessioni, che a scadenza del titolo minerario, converrebbe rinnovare in virtù del loro impatto ambientale e socio-economico sul territorio.

In considerazione che il PiTESAI si pone l'obiettivo di individuare un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse, è stato scelto di definire uno strumento di supporto alle decisioni che consentisse di identificare le concessioni, la cui attività estrattiva risulti conveniente, considerando nel loro insieme gli impatti ambientali, sociali ed economici da esse generate. Nello specifico, il quesito al quale la metodologia è chiamata a fornire una risposta, è **se un titolo minerario vigente, una volta giunto a scadenza, convenga essere rinnovato oppure dichiarare conclusa l'attività estrattiva e procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale dei luoghi.**

Lo strumento decisionale proposto nel Piano si basa precisamente sul metodo dell'analisi costi-benefici (CBA), in cui tutti gli impatti (siano essi negativi o positivi) vengono tradotti in un unico metro di misura, di tipo monetario (euro), rispetto invece agli altri modelli richiamati nel documento Appendice A alla proposta di Piano a titolo prevalentemente informativo (MCA, il Modello Input-Output e la SAM), ove questo non è possibile e pertanto non è confacente al PiTESAI, che richiede la necessità di impiegare 'criteri economici'.

La metodologia di CBA proposta consente di individuare le attività estrattive «esposte» ad una dismissione anticipata (o meglio le concessioni che potrebbero non usufruire di ulteriore proroga), vale a dire quelle la cui prosecuzione comporta benefici per la collettività inferiori ai costi.

L'analisi costi-benefici ben si presta per essere lo strumento decisionale da adottare nell'ambito del PiTESAI per valutare l'impatto socio-economico dell'eventuale mancata proroga di concessioni di coltivazione vigenti; difatti, rispetto ad altri sistemi di supporto alle decisioni, presenta i seguenti vantaggi:

- I parametri considerati, siano essi costi o benefici, sono espressi in termini monetari. Ciò consente di non dover ricorrere all'utilizzo di pesi da associare agli indicatori ambientali e socioeconomici scelti, né all'utilizzo di funzioni di utilità che convertano il valore fisico di un parametro in un grado di soddisfazione (come invece avviene nell'analisi multi-criterio).
- L'approccio dell'analisi costi-benefici è già ampiamente utilizzato, anche per via della relativa semplicità rispetto ad altri metodi, in ambito economico ed ingegneristico per stimare i vantaggi o gli svantaggi generati da un investimento. Inoltre, si ricorda che l'Unione Europea (Regolamento UE 1303/2013) basa il processo decisionale relativo al cofinanziamento dei grandi progetti inclusi nei Programmi Operativi (PO) del Fondo Europeo di Sviluppo Regionale (FESR) e del Fondo di Coesione, sull'analisi CBA.

L'obiettivo dell'analisi CBA è quello di valutare se per la collettività è vantaggioso o meno che un titolo minerario in scadenza venga rinnovato per un ulteriore periodo.

A livello concettuale, per ogni titolo minerario in corso, si possono prospettare due ipotetici scenari futuri:

- l'attività di coltivazione di idrocarburi prosegue fino all'esaurimento delle riserve (**scenario di baseline**);
- l'attività di coltivazione di idrocarburi continua fino alla data di scadenza della concessione (**scenario denominato di decommissioning**).

Tramite l'analisi CBA non si è valutato singolarmente ogni scenario, bensì la differenza tra i due, in quanto lo scenario di baseline e lo scenario di decommissioning corrispondono fino all'anno di scadenza della concessione e differiscono solo per il periodo successivo, compreso tra la data di scadenza del titolo e la data di esaurimento delle riserve. La scelta degli scenari da esaminare deriva dal fatto che, come recita l'art. 11-ter della Legge 11 febbraio 2019 n. 12, nelle aree in cui le attività di coltivazione esistenti risultassero incompatibili con le previsioni del PiTESAI, le concessioni di coltivazione (anche in regime di proroga) vigenti alla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135, mantengono la loro efficacia sino alla scadenza.

La CBA è uno strumento di supporto alle decisioni pubbliche basato su criteri economici ispirati all'economia del benessere, il cui scopo è di quantificare i principali elementi di costo e beneficio sociale di un intervento pubblico o che usufruisce di un sostegno pubblico (es. una politica, uno schema di sussidi, un progetto). Si distingue dall'analisi di redditività economico-finanziaria, in quanto quest'ultima assume la prospettiva privatistica di un soggetto che ottimizza il reddito netto atteso per il soggetto stesso (di solito il proponente di un progetto), risultante dai flussi di cassa attesi (entrate - uscite) del progetto. Va inoltre distinta dall'analisi di convenienza economica per lo Stato, in quanto quest'ultima limita l'analisi dei flussi di cassa attesi al bilancio Statale. La CBA mira a quantificare il surplus (i benefici al netto dei costi) per l'intera collettività (famiglie e imprese), ivi inclusa la valutazione delle esternalità ambientali (correzione per i costi e benefici ambientali).

- 2) Disporre di una completa descrizione degli indicatori/criteri impiegati nei diversi modelli - e del peso economico o del punteggio attribuito a ciascuna componente - nonché degli strumenti (es. software per MCA) per la loro concreta implementazione;**

Di seguito, al punto 3) si riportano i parametri considerati nel metodo basato sull'analisi costi-benefici (strumento decisionale proposto nell'ambito del PiTESAI come evidenziato al punto 1).

- 3) Disporre di esempi di applicazione dei modelli a casi concreti, preferibilmente con riferimento a concessioni con caratteristiche tra loro molto diverse quali la classe dimensionale (grandi,**

medie e piccole), la localizzazione, l'idrocarburo estratto (gas/olio), in modo da testarli su casi specifici.

Il metodo proposto consiste nell'effettuare la somma algebrica dei costi e dei benefici, calcolati a livello di singola concessione, in caso di mancata proroga di un titolo minerario (differenza tra scenario di baseline e lo scenario decommissioning). I costi e benefici considerati, tutti espressi in euro, sono i seguenti:

- impatto della mancata produzione di idrocarburi sul Valore Aggiunto² nazionale (**costo**), MP;
- impatto delle attività di produzione fotovoltaica nelle aree precedentemente occupate dalle centrali di trattamento sul Valore Aggiunto nazionale (**beneficio**), PV;
- impatto delle attività di decommissioning sul Valore Aggiunto nazionale (**beneficio**), Decom;
- impatto delle emissioni evitate (**beneficio**), Emis.;
- impatto del ripristino dei servizi ecosistemici (**beneficio**), Serv.Eco.;
- impatto visivo evitato degli impianti estrattivi (**beneficio**), Imp.Vis.

Il risultato finale dell'analisi CBA applicato alla concessione i-esima si ottiene dunque impiegando la seguente equazione:

$$\text{Eq. } CBA_i = \sum_{x=\text{anno } 0}^{\text{fine riserve}} MP_x + PV_x + Decom_x + Emis._x + Ser.Eco._x + Imp.Vis._x \quad 1$$

con x valore dell'anno per cui vanno calcolati gli impatti, che va dall'anno di scadenza del titolo minerario all'anno di fine riserve.

Inoltre, è importante ribadire che i risultati ottenuti dall'analisi CBA sono fortemente dipendenti dal profilo di produzione associabile per ogni singola concessione.

Nella CBA proposta, avvalendosi anche di metodologie già consolidate, per esempio per la valorizzazione monetaria del danno causato dalle emissioni di inquinanti, le voci di costo e di beneficio sopra elencate vengono quantificate in euro attualizzati all'anno corrente dell'analisi. Gli impatti economici generati dalla mancata proroga di un titolo minerario sono quantificati come perdita di Valore Aggiunto nazionale attraverso l'uso di matrici input-output multiregionali, che tengono conto anche degli impatti nelle Regioni di estrazione. Se quindi una concessione con delle potenzialità estrattive residue non venisse prorogata alla scadenza del relativo titolo minerario, l'elemento considerato dalla CBA non è il mancato ricavo della vendita di idrocarburo non estratto, **ma l'impatto**

² Il Valore Aggiunto (VA) è l'aggregato che consente di apprezzare la crescita del sistema economico in termini di nuovi beni e servizi messi a disposizione della comunità per impieghi finali. È la risultante della differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle singole branche produttive ed il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive). Fonte Glossario ISTAT.

economico che la mancata attività di produzione di idrocarburi nelle Regioni di estrazione ha sull'economia italiana nel suo complesso. Questa stima viene effettuata tenendo conto del tessuto economico della Regione in cui tale concessione ricade, e quindi degli scambi di beni e servizi tra i diversi settori economici (la mancata estrazione di olio in Basilicata, per esempio, può avere effetti sul reddito delle famiglie in Lombardia).

Con riferimento all'eq. 1, si espone di seguito il metodo di valutazione adottato per ogni costo e beneficio incluso nell'analisi CBA, riportando, a titolo esemplificativo, l'applicazione ad un'ipotetica concessione.

Costo della mancata produzione di idrocarburi sul Valore Aggiunto nazionale, MP_x

Il costo della mancata produzione di idrocarburi sul Valore Aggiunto nazionale viene calcolato seguendo i seguenti step procedurali:

1. calcolo della mancata produzione di una concessione qualora, alla data di scadenza del titolo minerario, questo non venga prorogato, espressa nell'unità di riferimento dell'idrocarburo (solitamente m^3 di gas o t di olio). La mancata produzione viene stimata per l'arco di tempo tra la scadenza del titolo e la data di fine riserve.
2. valorizzazione in euro della mancata produzione di idrocarburi applicando i prezzi medi di vendita. I valori vengono attualizzati al 2020 applicando il saggio sociale di sconto secondo la formula di Ramsey, Nesticò et al. (2015).
3. calcolo dell'impatto della mancata produzione sul Valore Aggiunto nazionale applicando i moltiplicatori d'impatto, diversi per ogni regione, che esprimono l'entità dell'impatto sulla variabile Valore Aggiunto nazionale a seguito di una variazione nella mancata produzione di idrocarburi in una determinata Regione d'Italia (per esempio 0,959 M€/anno di impatto sul VA per M€ di mancata produzione per la Basilicata e 0,901 M€/anno per l'Emilia-Romagna).

A titolo esemplificativo, per illustrare i passi procedurali sopra descritti, in Tabella 1 si riporta un esempio numerico relativo ad una concessione in Basilicata in cui si coltiva olio con titolo minerario in scadenza nel 2024 ed esaurimento delle riserve nel 2030. In colonna E è riportata, anno per anno, la mancata produzione in migliaia di tonnellate di olio nel caso in cui il titolo minerario non venga prorogato alla sua scadenza; il valore complessivo della mancata produzione è di 3550 migliaia di t di olio (step 1). In colonna F è riportato il valore in M€ della mancata produzione stimato utilizzando il prezzo medio dell'olio nel 2020, mentre nella colonna G si riporta il valore attualizzato della mancata produzione, ottenuto moltiplicando il valore della precedente colonna per il relativo fattore di attualizzazione di colonna B (step 2). Il fattore di attualizzazione per l'anno i -esimo si calcola con la formula:

$$\text{Eq.} \quad \text{Fattore Attualizzazione}_{\text{anno } i} = \frac{1}{(1 + 1.78\%)^{\text{anno } i - \text{anno di riferimento}}} \quad 2$$

in cui 1.78% rappresenta il saggio sociale di sconto e l'anno di riferimento corrisponde al 2020. Infine, nella colonna H è riportato l'impatto sul Valore Aggiunto nazionale, ottenuto moltiplicando i valori della colonna G per il moltiplicatore d'impatto caratteristico della Basilicata (0,959 M€/anno di impatto sul VA per M€ di mancata produzione). In questo esempio, il valore complessivo dell'impatto della mancata produzione sul VA nazionale è pari a -1351 M€ (step 3), valore negativo essendo un "costo".

Tabella 1: Calcolo dell'impatto della mancata produzione di idrocarburi (olio) sul Valore Aggiunto nazionale in una ipotetica concessione situata in Basilicata, con scadenza del titolo minerario nel 2024 ed esaurimento delle risorse nel 2030.

A - Anno	B - Fattore attualizzazione	Scenari		Differenza tra i 2 scenari			
		C - Produzione fino ad esaurimento campo (10 ³ t olio)	D - Produzione fino a scadenza titolo (10 ³ t olio)	E - Mancata produzione in 10 ³ t olio	F - Valore della mancata produzione in M€	G - Valore mancata produzione attualizzato in M€	H - Impatto sul valore aggiunto attualizzato in M€
2020	1.000	1000	1000	0	0		
2021	0.983	1000	1000	0	0		
2022	0.965	1000	1000	0	0		
2023	0.948	1000	1000	0	0		
2024	0.932	1000	1000	0	0		
2025	0.916	1000		1000	456	417.9	400.8
2026	0.900	500		500	228	205.3	196.9
2027	0.884	500		500	228	201.7	193.5
2028	0.868	500		500	228	198.2	190.1
2029	0.853	500		500	228	194.7	186.8
2030	0.838	500		500	228	191.3	183.5

Beneficio delle attività di produzione fotovoltaica sul Valore Aggiunto nazionale

Il beneficio sul Valore Aggiunto nazionale delle ipotetiche nuove attività di produzione fotovoltaica da realizzarsi nelle aree precedentemente occupate dalle centrali di trattamento viene calcolato in questo modo:

1. calcolo della produzione energetica da nuova attività fotovoltaica da realizzare nelle aree precedentemente occupate dalle centrali di trattamento, considerando l'intera vita utile degli impianti.
2. valorizzazione in euro della produzione fotovoltaica applicando il valore del PUN³ del 2018 e dei costi di investimento per realizzare i nuovi impianti. I valori vengono attualizzati al 2020 applicando il saggio sociale di sconto secondo la formula di Ramsey.
3. calcolo dell'impatto della nuova produzione fotovoltaica sul Valore Aggiunto nazionale applicando i moltiplicatori d'impatto regionali caratteristici di questa attività economica (per esempio Basilicata: 0,935 M€/anno di impatto sul VA per un M€ di ricavi da produzione fotovoltaica e 0,554 M€/anno di impatto sul VA per un M€ di investimenti; Emilia Romagna:

³ PUN: Prezzo Unico Nazionale.

0,800 M€/anno di impatto sul VA per un M€ di ricavi da produzione fotovoltaica e 0,667 M€/anno di impatto sul VA per un M€ di investimenti).

Le ipotesi che sono state fatte per la stima della produzione fotovoltaica sono: i) intera superficie occupata dalle centrali da destinare a parco fotovoltaico; ii) installazione di fotovoltaico innovativo, con moduli bifacciali di efficienza superiore al 20% ed installati su inseguitore solare mono-assiale; iii) vita utile degli impianti di 30 anni; iv) degrado annuo degli impianti del 0,007%. In Tabella 2 si riportano le formule ed i calcoli da effettuare per determinare la produzione fotovoltaica nell'intera vita utile dell'impianto, il costo d'investimento ed il ricavo medio annuo dalla vendita di energia.

Con riferimento all'esempio del punto precedente, relativo all'ipotetica concessione in Basilicata con titolo minerario in scadenza nel 2024 ed esaurimento delle riserve nel 2030, i calcoli da effettuare per determinare l'impatto sul Valore Aggiunto nazionale della nuova attività economica sono riportati in Tabella 3. In prima battuta si stima il costo d'investimento per realizzare l'impianto fotovoltaico (4,52 M€ di Tabella 2) alla scadenza del titolo minerario ed il ricavo medio annuo ottenibile dalla vendita di energia (0,670 M€ di Tabella 2) nell'intera vita utile del parco fotovoltaico. Successivamente i valori precedentemente calcolati vengono attualizzati al 2020 moltiplicandoli per il relativo fattore di attualizzazione; infine, quest'ultimi valori vanno moltiplicati per i moltiplicatori d'impatto della Basilicata relativi al settore fotovoltaico (0,554 M€/anno di impatto sul VA per un M€ di investimenti e 0,935 M€/anno di impatto sul VA per un M€ di ricavi da produzione energetica). Il valore da inserire nell'equazione 1 è la sommatoria delle ultime due colonne di Tabella 3 (15,77 M€).

Tabella 2: Calcolo dell'energica producibile e del costo d'investimento per un impianto fotovoltaico realizzato su un sito precedentemente occupato da una centrale di trattamento idrocarburi.

Superficie centrali di raccolta e trattamento idrocarburi	0,2	km ²	
% superficie da destinare a PV	100%	%	
Superficie da destinare parco PV	0,2	km ²	
Densità di potenza	29.8	MW/km ²	NREL, Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States
Potenza installabile (densità di potenza * superficie parco fotovoltaico)	5,95	MW	
Ore equivalenti	2021	h	GSE, Rapporto Statistico sul Solare Fotovoltaico 2018. Le ore equivalenti dipendono dalla posizione geografica di installazione
Produzione anno 0 (P installata * h equivalenti)	12 035	MWh	
Vita utile	30	anni	1 anno per realizzare l'impianto e 29 di produzione energetica
Degrado annuo	0.7%	%	
Produzione nella vita utile	316 882	MWh	$E_{vita\ utile} = E_{anno\ 0} * \frac{1-(1-degrado\ annuo)^{anni\ di\ produzione}}{1-(1-degrado\ annuo)}$
PUN 2018	61.3	€/MWh	
Ricavi (Produzione * PUN)	19 428 037	€	
Costo di investimento unitario	0,759	€/W	IEA, National Survey Report of PV Power Applications in Italy
CAPEX	4 519 345	€	
Ricavo da vendita in €/anno (Ricavi / anni di produzione)	669 932	€	

Tabella 3: Calcolo dell'energia producibile e del costo d'investimento per un impianto fotovoltaico realizzato su un sito precedentemente occupato da una centrale di trattamento idrocarburi.

Anno	Fattore attualiz.	Investimento PV in M€	Produzione PV in M€	Investimento PV in M€ attualizzati	Produzione PV in M€ attualizzati	Impatto sul VA attualizzato in M€ (da investimento PV)	Impatto sul VA attualizzato in M€ (da produzione PV)
2020	1.000						
2021	0.983						
2022	0.965						
2023	0.948						
2024	0.932						
2025	0.916	4.52	0.67	4,14	0.61	2.29	0.57
2026	0.900		0.67		0.60		0.56
2027	0.884		0.67		0.59		0.55
2028	0.868		0.67		0.58		0.54
2029	0.853		0.67		0.57		0.53
2030	0.838		0.67		0.56		0.53
2031	0.824		0.67		0.55		0.52
2032	0.809		0.67		0.54		0.51
2033	0.795		0.67		0.53		0.50
2034	0.781		0.67		0.52		0.49
2035	0.767		0.67		0.51		0.48
2036	0.754		0.67		0.51		0.47
2037	0.741		0.67		0.50		0.46
2038	0.728		0.67		0.49		0.46
2039	0.715		0.67		0.48		0.45
2040	0.703		0.67		0.47		0.44
2041	0.690		0.67		0.46		0.43
2042	0.678		0.67		0.45		0.42
2043	0.666		0.67		0.45		0.42
2044	0.655		0.67		0.44		0.41
2045	0.643		0.67		0.43		0.40
2046	0.632		0.67		0.42		0.40
2047	0.621		0.67		0.42		0.39
2048	0.610		0.67		0.41		0.38
2049	0.599		0.67		0.40		0.38
2050	0.589		0.67		0.39		0.37
2051	0.579		0.67		0.39		0.36
2052	0.569		0.67		0.38		0.36
2053	0.559		0.67		0.37		0.35
2054	0.549		0.67		0.37		0.34

Beneficio delle attività di decommissioning sul Valore Aggiunto nazionale

L'attività di decommissioning degli impianti estrattivi è comune sia allo scenario di *baseline* che a quello di *decommissioning*, ma nel primo caso avverrebbe alla data di fine delle riserve, nel secondo alla data di scadenza del titolo minerario. Questa differenza temporale ha un effetto sul costo attualizzato del decommissioning e quindi sul Valore Aggiunto nazionale. I passi da seguire per la stima dell'impatto delle attività di decommissioning sul VA sono:

1. stima del costo di decommissioning a scala di concessione. Il costo di decommissioning così stimato sarà uguale per gli scenari di *baseline* e *decommissioning*.
2. calcolo del costo di decommissioning attualizzato al 2020 applicando il saggio sociale di sconto secondo la formula di Ramsey. Il valore attualizzato sarà differente per i due scenari.
3. calcolo dell'impatto delle attività di decommissioning sul Valore Aggiunto nazionale applicando i moltiplicatori regionali caratteristici di questa attività economica (per esempio 0,902 M€/anno di impatto sul VA per ogni M€ di costo del decommissioning per la Basilicata e 0,822 M€/anno per l'Emilia-Romagna)

Per stimare i costi delle attività di dismissione dei pozzi estrattivi on-shore in Italia, e delle relative infrastrutture (condotte e centrali di trattamento) rientranti nelle concessioni di coltivazione, occorre fare riferimento agli obblighi a carico del concessionario previsti per la fase di fine vita delle attività dalla normativa vigente, in particolare dal Decreto direttoriale del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 luglio 2015, che stabilisce le procedure operative e le modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli, in attuazione del Decreto del Ministro dello sviluppo economico 25 marzo 2015. In base all'art. 39 del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 luglio 2015, il titolare della concessione di coltivazione, al termine della vita mineraria del pozzo, deve procedere alla:

- 1) **chiusura mineraria** del pozzo (comprende la rimozione di qualsiasi impianto e attrezzatura di servizio, ma non necessariamente delle strutture;
- 2) **caratterizzazione dei terreni dell'area, per verificare se il sito sia contaminato;**
- 3) **all'eventuale bonifica del sito** (se contaminato);
- 4) **rimozione delle rimanenti strutture in terra e fuori terra e ripristino ambientale.**

Tutto ciò con la finalità di restituire l'area ai proprietari senza vincoli derivanti dalla pregressa attività di perforazione. Il costo totale di decommissioning di un campo estrattivo on-shore è dato dunque dalla sommatoria dei costi relativi alla chiusura mineraria dei pozzi, lo smantellamento degli impianti presso le aree pozzo e della centrale di trattamento degli idrocarburi, la bonifica e rimozione delle

flowlines, bonifica ambientale delle aree occupate dalla centrale e se contaminate anche delle aree pozzo, ed infine il ripristino morfologico dei luoghi (aree pozzo e centrale).

In Tabella 4, per ogni voce di costo sopraelencata si riporta il valore del costo unitario ed il metodo adottato per la loro stima.

Tabella 4: Metodo di calcolo delle varie voci di costo del decommissioning on-shore.

Voce di costo	Costo unitario	Riferimento e note aggiuntive
Chiusura mineraria e decommissioning pozzi	0,8613 M€ per pozzo(0,02 M€ per pozzi situati in argille scagliose)	Analisi statistica dei costi riportati in una serie di “programmi dei lavori di sviluppo” redatti dai titolari delle concessioni di coltivazione.
Decommissioning centrale di trattamento	0,1802 M€ per 10 ³ m ² di superficie della centrale di trattamento	Analisi statistica dei costi riportati in una serie di “programmi dei lavori di sviluppo” redatti dai titolari delle concessioni di coltivazione.
Ripristino ambientale delle aree pozzo	100 €/m ² per area pozzo di estrazione gas e 140 €/m ² per area pozzo di estrazione olio	Tabella c dell'allegato 2 al Decreto Ministeriale 15 luglio 2015. Il valore per le aree pozzo di estrazione olio è stato rivisto da 500 €/m ² a 140 €/m ² in base ai dati raccolti.
Ripristino ambientale dell'area della centrale di trattamento	100 €/m ² per centrale di trattamento gas e 140 €/m ² per centrale di trattamento olio	Tabella c dell'allegato 2 al Decreto Ministeriale 15 luglio 2015. Il valore per le centrali di trattamento olio è stato rivisto da 500 €/m ² a 140 €/m ² in base ai dati raccolti.
Bonifica ambientale e rimozione delle flowlines	50 €/m per lunghezza della flowlines.	Tabella d dell'allegato 2 al Decreto Ministeriale 15 luglio 2015
Bonifica ambientale delle aree pozzo	Funzione della profondità z del pozzo: 17180 €/pozzo se z <1450 m; 151,27 * z – 203.371 €/pozzo se z > 1450 m.	Analisi statistica sui costi di bonifica delle aree pozzo indicati nel PRB ⁴ della Basilicata. Dall'analisi è emerso che la probabilità di bonifica delle aree pozzo è di circa il 30%; pertanto i valori unitari esposti sono da moltiplicare per 0,3.
Bonifica ambientale delle centrali di trattamento	1 M€ per centrale	Il costo è stato ottenuto moltiplicando il costo di bonifica della centrale Ferrandina di 3,3 M€

⁴ Piano Regionale di Bonifica

		(unico dato disponibile per le centrali nel PRB della Basilicata) per la probabilità di bonifica dei pozzi.
--	--	---

Con riferimento all'esempio della ipotetica concessione situata in Basilicata, con scadenza del titolo minerario nel 2024 ed esaurimento delle risorse nel 2030, i calcoli da effettuare, seguendo gli step procedurali sopra descritti, sono riportati in Tabella 5. Il valore da riportare nell'equazione 1 è la differenza tra l'impatto delle attività di decommissioning sul Valore Aggiunto nel caso queste avvengano alla scadenza del titolo minerario (42,01 M€) o che avvengano all'esaurimento delle riserve (37,79 M€), quindi 4,22 M€.

Tabella 5: Metodo di calcolo dell'impatto delle attività di decommissioning sul Valore Aggiunto per l'ipotetica concessione situata in Basilicata.

Scenario	Costo del decommissioning in M€	Costo di decommissioning attualizzato al 2020 in M€	Impatto delle attività di decommissioning sul Valore Aggiunto in M€
Produzione fino a scadenza titolo (2024)	50	$50 * \frac{1}{(1+1,78\%)^{2024-2020}} = 46,59$	$46,59 * 0,902 = 42,01$
Produzione fino ad esaurimento campo (2030)	50	$50 * \frac{1}{(1+1,78\%)^{2030-2020}} = 41,91$	$41,91 * 0,902 = 37,79$

Beneficio per le emissioni evitate

L'Italia con la pubblicazione a gennaio 2020 del *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima* e l'invio alla Commissione europea nel 2021 della *Long Term Strategy* che 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, si è impegnata 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. Pertanto, risulta opportuno che la metodologia proposta basata sull'analisi CBA includa il beneficio generato dalla mancata emissione in atmosfera di sostanze inquinanti a seguito della cessazione dell'attività estrattiva.

I passi da seguire per la stima del beneficio generato dalle mancate emissioni in atmosfera sono:

1. calcolo della mancata produzione di una concessione qualora, alla data di scadenza del titolo minerario, questo non venga rinnovato, espressa nell'unità di riferimento dell'idrocarburo (solitamente m³ di gas o t di olio). La mancata produzione viene stimata per l'arco di tempo tra la scadenza del titolo e la data di fine riserve.
2. valutazione del quantitativo delle emissioni evitate in funzione della mancata produzione e relativa valorizzazione in euro.
3. calcolo del beneficio delle emissioni evitate attualizzato al 2020 applicando il saggio sociale di sconto secondo la formula di Ramsey.

Per la stima delle emissioni in atmosfera generate durante le fasi di estrazione e trattamento di gas naturale o di olio (escludendo quindi le emissioni lungo le condotte a valle della centrale di trattamento) si è consultato la banca dati internazionale Ecoinvent v. 3.3, riconosciuta ed ampiamente utilizzata nel campo della LCA (Life Cycle Assessment). I quantitativi delle emissioni di composti organici volatili non metanici (NMVOC), gas ad effetto serra, NO_x, SO₂ particolato e ammoniaca per la produzione on-shore di un milione di m³ di gas naturale e di un migliaio di t di olio greggio sono riportati in Tabella 6. Il calcolo dei costi esterni delle emissioni di inquinanti atmosferici con effetti alla scala locale e regionale (NH₃, NO_x, NMVOC, PM_{2.5}, SO₂) e delle emissioni di gas climalteranti, è stata effettuato avvalendosi di un approccio metodologico sviluppato recentemente da RSE, consistente nell'aggiornamento dei valori monetari dei fattori di danno individuati nell'ambito del progetto NEEDS (New Externalities Developments for Sustainability), mediante la tecnica del *value transfer*. La metodologia proposta dal progetto NEEDS permette di valutare, in termini monetari, il danno sulla salute e sull'ambiente provocato da inquinanti atmosferici seguendo quello che viene definito il percorso degli impatti. RSE ha provveduto ad adattare i fattori di danno proposti nell'ambito del progetto NEEDS al contesto italiano tramite la tecnica del *value transfer*. La Tabella 7 riporta i fattori di danno adeguati alla situazione nazionale, calcolati per l'anno 2018.

Tabella 6: Emissioni nell'intero ciclo di vita per la produzione on-shore di 10⁶ m³ di gas naturale e di 10³ t di olio greggio.

Inquinante	Unità	Emissioni per produzione di 10 ⁶ m ³ di gas naturale	Emissioni per produzione di 10 ³ t di olio greggio
NMVOC	kg	80,05	93,9
Gas serra	kg CO2 eq	29.814,53	38.636
NO _x	kg	75,05	98,1
SO ₂	kg	19,10	51,5
PM	kg	8,34	16,2
Ammoniaca	kg	0,44	0,585

Tabella 7: Valori dei fattori di danno utilizzati per la valutazione dei costi esterni.

Inquinante	Unità	Valore
NMVOC	€/t	898,7
Gas serra	€/t	39,8
NOx	€/t	12 815,4
SO2	€/t	11 167,4
PM	€/t	22 913,2
Ammoniaca	€/t	15 871,1

Con riferimento all'esempio della ipotetica concessione situata in Basilicata, con scadenza del titolo minerario nel 2024 ed esaurimento delle risorse nel 2030, i calcoli da effettuare, seguendo gli step procedurali sopra descritti, sono riportati in Tabella 8 (caso delle emissioni di gas serra). Il valore della mancata produzione di olio, anno per anno, è stato preso dall'esempio precedente di Tabella 1. Le emissioni di gas serra si ottengono moltiplicando i valori della mancata di produzione di olio per il parametro emissivo di 38.636 kg di CO₂ equivalente per ogni mille t di olio greggio; moltiplicando poi il valore delle emissioni di gas serra per il fattore di danno di 39,8 €/t di gas serra, si ottiene il valore monetario delle mancate emissioni.

Il valore da riportare nell'equazione 1, limitatamente al caso studio delle emissioni gas serra preso in esame, è la sommatoria dei valori monetari attualizzati delle emissioni evitate nel periodo compreso tra il 2025 ed il 2030, pari a 4752 k€. Ripercorrendo passo passo la procedura pocanzi esposta per le altre sostanze inquinanti (NH₃, NOx, NMVOC, PM2.5, SO₂) si ottiene un beneficio attualizzato a seguito delle mancate emissioni pari a 11,84 M€.

Tabella 8: Calcolo del beneficio delle emissioni in atmosfera evitate (caso studio dei gas serra) per una ipotetica concessione situata in Basilicata, con scadenza del titolo minerario nel 2024 ed esaurimento delle risorse nel 2030.

Anno	Fattore attualizzazione	Mancata produzione in 10 ³ t olio	Emissioni di gas serra evitate in t	Valore monetario delle emissioni di gas serra evitate in k€	Valore monetario attualizzato delle emissioni di gas serra evitate in k€
2020	1.000	0	0		
2021	0.983	0	0		
2022	0.965	0	0		
2023	0.948	0	0		
2024	0.932	0	0		
2025	0.916	1000	38 636	1 539	1409
2026	0.900	500	19 318	770	692
2027	0.884	500	19 318	770	680
2028	0.868	500	19 318	770	668
2029	0.853	500	19 318	770	657
2030	0.838	500	19 318	770	645

Beneficio dal ripristino dei servizi ecosistemici

I benefici del ripristino dei servizi ecosistemici (riattivazione dei servizi ecosistemici danneggiati o soppressi dalle attività estrattive) a valle dell'attività di decommissioning vengono calcolati secondo una metodologia sviluppata da RSE. Il valore complessivo del beneficio dovrà essere stimato per l'intero arco di tempo che va dalla scadenza del titolo minerario alla data di fine riserve.

In un'ottica di analisi costi-benefici per la collettività, oltre alle perdite economiche dovute all'eventuale dismissione anticipata di pozzi e centrali (mancata produzione) e ai benefici delle attività di dismissione degli impianti e di ripristino ambientale dei siti estrattivi, devono essere considerati anche i benefici ambientali derivanti dalla cessazione dell'operatività degli impianti (esternalità evitate per le minori emissioni) e quelli generati dal recupero dei suoli e dal ripristino della funzionalità degli ecosistemi naturali rispetto alla situazione ex-ante (uso agricolo, boschivo, etc.).

La valutazione del beneficio scaturito dal ripristino dei servizi ecosistemici è resa possibile dallo sviluppo nell'ultimo decennio delle metodologie di analisi dei servizi ecosistemici (forniti in maniera diversa a seconda delle tipologie di ecosistemi), sia sotto il profilo degli indicatori bio-chimici, che degli indicatori monetari dei relativi benefici. La disponibilità di valutazioni empiriche per l'Italia dei danni dovuti alla perdita di servizi ecosistemici nei processi di consumo di suolo (copertura artificiale dei suoli), sta permettendo ai ricercatori di considerare la possibilità di effettuare valutazioni «semplificate» e «aggregate», utilizzando il metodo del *benefit transfer* (trasposizione di risultati di studi effettuati in un certo contesto a contesti "analoghi", sulla base di valutazioni parametriche, per tener conto dei principali fattori influenti).

La metodologia sviluppata da RSE consente la valutazione dei costi o dei benefici monetari netti derivanti da cambiamenti del tipo di uso del suolo (e, in particolare, dei benefici generati dal ripristino ambientale di suoli precedentemente “artificiali”), che sia fondata su valutazioni monetarie dei servizi ecosistemici delle diverse tipologie di uso del suolo (foreste e boschi, colture agricole, cespuglieti/arbusteti, corpi idrici, etc.) effettuate al livello nazionale, ovvero che tengano conto delle specificità degli ecosistemi che caratterizzano la nostra penisola. Il “precedente” di riferimento è la sezione del rapporto annuale di ISPRA sul consumo di suolo dedicata alla valutazione monetaria delle perdite di servizi ecosistemi dovute al consumo di suolo in Italia, la cui metodologia è stata sintetizzata da ISPRA in un apposito allegato del rapporto 2018. Questo riferimento è stato integrato considerando anche ulteriori recenti fonti su questo tema, importanti sia sotto il profilo metodologico che empirico: il Rapporto annuale sullo stato del Capitale naturale in Italia, che presenta applicazioni empiriche per il territorio nazionale su specifici servizi ecosistemici, e i rapporti sviluppati dal JRC della Commissione Europea nell’ambito del progetto KIP-INCA con risultati che riguardano l’intero territorio dell’Unione Europea.

Il punto di partenza dell’analisi sono i dati di copertura del suolo nelle vicinanze delle aree pozzo potenzialmente da dismettere. Una volta acquisiti i dati sulle classi di copertura del suolo *Corine land cover, livello 3*, deve essere individuato il tipo di ecosistema corrispondente, utilizzando la tavola di corrispondenza elaborata dal JRC in La Notte et al.. Questa tavola, infatti, associa a ciascuna classe di copertura del suolo la tipologia di ecosistema secondo la classificazione proposta dall’iniziativa *Mapping and Assessment of Ecosystem Services (MAES)* della Commissione Europea.

Per quanto riguarda la metodologia da applicare per la valutazione dei servizi ecosistemici associati alle categorie di ecosistema, con le quali classificare i siti estrattivi on shore oggetto di potenziale dimissione e ripristino ambientale, essa è diversa da servizio a servizio, essendo basata su rassegna di letteratura e sull’analisi critica dei principali contributi riferiti al contesto nazionale, per ogni servizio ecosistemico. Nel complesso, è stato possibile individuare valori di beneficio unitario (euro/ha-a), opportunamente differenziati per i pertinenti tipi di ecosistemi di fornitura, per i seguenti servizi ecosistemici⁵:

- 1) Approvvigionamento di materia prima agricola;
- 2) Approvvigionamento di biomassa legnosa;
- 3) Assorbimento netto di carbonio;
- 4) Qualità dell’habitat (sostegno alla biodiversità);
- 5) Impollinazione agricola;
- 6) Ricreazione naturalistica outdoor;
- 7) Mitigazione dell’inquinamento atmosferico;
- 8) Approvvigionamento idrico;

⁵ In alcuni casi, il servizio ecosistemico è fornito da specifici tipi di ecosistema (es. gli ecosistemi agricoli per il servizio di approvvigionamento di materie prime agricole); in altri casi, il servizio ecosistemico è generato da un’ampia tipologia di ecosistemi (es. servizio di approvvigionamento idrico, ricreazione naturalistica, servizio di supporto alla biodiversità).

9) Servizio di purificazione delle acque;

Le “migliori” stime di beneficio unitario (euro/ha-a) per ciascun servizio ecosistemico e per ciascun tipo di ecosistema, permettono di elaborare -per ogni servizio ecosistemico- delle matrici di beneficio netto o di costo netto per i cambiamenti di uso del suolo da una tipologia di ecosistema all'altra, ivi inclusa la categoria dei suoli con copertura artificiale.

Ipotizzando che la concessione in esame comprenda 28 pozzi (superficie media dell'area pozzo 8000 m²) e supponendo inoltre che a valle delle attività di dismissione, le superfici precedentemente destinate alle infrastrutture minerarie possano essere convertite in aree prevalentemente occupate da aree a pascolo naturale e praterie, seminativi in aree non irrigue e boschi misti di conifere e latifoglie (classificazione corine land cover), le stime del valore del ripristino dei vari servizi ecosistemici, che devono essere calcolate per l'intero intervallo di tempo che intercorre tra la scadenza del relativo titolo minerario e la data di esaurimento delle risorse, sono riportate in Tabella 9. Il valore da considerare nell'analisi ACB è la sommatoria dei valori monetari attualizzati dei servizi ecosistemici ripristinati, pari a 125,10 * 10⁻³ M€ (ultima colonna di Tabella 9).

Tabella 9: Calcolo del beneficio del ripristino dei servizi ecosistemici per una ipotetica concessione situata in Basilicata, con scadenza del titolo minerario nel 2024 ed esaurimento delle risorse nel 2030.

Anno	F. attualiz.	Valore di ripristino dei servizi ecosistemici in k€									Σ in k€ attual.
		Produzione agricola	Bio. legnosa	Approv. idrico	Ciclo del carbonio	Impollinazione	Purificazione acque	Qualità aria	Ricreazione	Sostegno biodiversità	
2025	0.916	1.336	0.246	0.667	3.255	0.694	0.000	4.055	6.181	7.355	21.78
2026	0.900	1.336	0.246	0.667	3.255	0.694	0.000	4.055	6.181	7.355	21.40
2027	0.884	1.336	0.246	0.667	3.255	0.694	0.000	4.055	6.181	7.355	21.03
2028	0.868	1.336	0.246	0.667	3.255	0.694	0.000	4.055	6.181	7.355	20.66
2029	0.853	1.336	0.246	0.667	3.255	0.694	0.000	4.055	6.181	7.355	20.30
2030	0.838	1.336	0.246	0.667	3.255	0.694	0.000	4.055	6.181	7.355	19.94

RSE è incaricata di fornire, per ogni concessione a terra situata nelle regioni italiane interessate dal PITSAI, la stima del valore annuale di beneficio relativo alla riattivazione (a seguito del ripristino ambientale dei siti estrattivi) dei servizi ecosistemici danneggiati o soppressi dalle attività estrattive.

Beneficio per l'impatto visivo evitato degli impianti estrattivi

La quantificazione a livello di concessione del beneficio dell'impatto visivo, inteso come variazione del valore del paesaggio, a seguito della dismissione delle centrali, viene calcolato come segue:

1. stima del beneficio annuale dell'impatto visivo evitato a livello di centrale di trattamento.
2. stima del beneficio annuale dell'impatto visivo evitato a livello di concessione, ipotizzando che per le centrali di trattamento di idrocarburi in comune fra più concessioni, i benefici siano ripartiti tra le varie concessioni sulla base per esempio della stima delle riserve. Il valore ottenuto deve poi essere moltiplicato per il numero di anni che intercorrono tra la data di scadenza del titolo e la data di fine riserve.
3. calcolo del beneficio attualizzato al 2020 applicando il saggio sociale di sconto secondo la formula di Ramsey.

La metodologia applicata da RSE per quantificare la variazione del valore del paesaggio nelle aree adiacenti alle centrali di raccolta e trattamento degli idrocarburi estratti on shore in seguito alla loro dismissione, è la seguente:

- Determinazione delle aree dalle quali sono visibili le centrali tramite la Visibility Analysis:
 - Individuazione di due fasce di visibilità: 1 e 15 km.
 - Individuazione della classe di copertura del suolo (Corine Land Cover) delle aree dalle quali sono visibili le centrali.
- Associazione delle classi di copertura Corine Land Cover (livello 1) con il relativo ecosistema (Classificazione MAES), utilizzando la tabella di corrispondenza sviluppata dalla Commissione Europea.
- Individuazione, tramite analisi della letteratura, delle stime del valore del paesaggio più rappresentative per gli ecosistemi MAES identificati nelle aree dalle quali sono visibili le centrali.
- Trasferimento dei valori di letteratura al contesto di studio tramite la tecnica di trasferimento dei valori con correzione per le differenze di reddito, così come suggerito da Brander.
- Calcolo del valore del paesaggio, sulla base dei valori e delle aree individuati nei punti precedenti, nelle aree di visibilità delle centrali, prima e dopo la dismissione delle centrali stesse. Per il calcolo del valore del paesaggio prima della dismissione delle centrali, è stato preso come riferimento il lavoro di Tempesta e Thiene, i quali hanno calcolato, sulla base di dati raccolti nell'ambito di uno studio di preferenze dichiarate, l'andamento di un indice di valutazione della qualità del paesaggio in base alla presenza (più o meno ravvicinata) di manufatti antropici (aree, urbane, edifici industriali, tralicci dell'alta tensione).

La variazione del valore paesaggistico è stata valutata nel seguente modo: in prima battuta, sulla base di valori riscontrabili in letteratura, si è quantificato il valore del paesaggio "incontaminato" (vale a dire quello a seguito della dismissione delle centrali) e di seguito quello contraddistinto dalla presenza delle centrali. In quest'ultimo caso è stato ipotizzato che nelle aree a meno di 1 km di distanza dalle centrali, dove queste sono in primo piano, queste causassero una riduzione del valore del paesaggio pari all'87% nel caso in cui le aree industriali occupino meno dell'1% del cono di visibilità (in caso contrario la combinazione aree industriali e centrale comportano una riduzione del valore del paesaggio del 96%), come calcolato da Tempesta e Thiene per quanto riguarda il valore attribuito dagli individui a paesaggi rurali contraddistinti dalla presenza di impianti industriali. Sempre seguendo

Tempesta e Thiene, è stato ipotizzato che la riduzione del valore del paesaggio nelle aree nelle quali le centrali sono in “secondo piano” (1 – 15 km) fosse del 67% sempre nel caso in cui le aree industriali occupino meno dell’1% del cono di visibilità (in caso contrario la combinazione aree industriali e centrale comportano una riduzione del valore del paesaggio del 89%).

La stima del beneficio annuale dell’impatto visivo evitato è funzione dell’estensione delle aree dalle quali è visibile la centrale e la classe di copertura del suolo (Corine Land Cover) in cui ricadono, per poi associare ad esse valori monetari di letteratura opportunamente selezionati e adattati al contesto di valutazione. Infine, una volta individuate le aree interessate e il valore monetario medio dei paesaggi da valutare è necessario quantificare il differenziale tra il valore del paesaggio “incontaminato” (ovverosia dopo la dismissione delle infrastrutture) e quello del paesaggio modificato dalla presenza delle centrali (la situazione di partenza). Nell’esempio in esame, si suppone che la centrale sia visibile in aree destinate a seminativi non irrigui, frutteti, oliveti e sistemi colturali con un’estensione di circa 45 km². Il beneficio dell’impatto visivo a seguito della dismissione della centrale ammonta a 806 k€/anno (Tabella 10). Il valore da considerare nell’analisi ACB è la sommatoria dei valori monetari attualizzati della variazione del valore del paesaggio, calcolati per il periodo compreso tra il 2025 ed il 2030, pari a 4,24 M€ (ultima colonna di Tabella 10).

Tabella 10: Calcolo del beneficio dell’impatto visivo per una ipotetica concessione situata in Basilicata, con scadenza del titolo minerario nel 2024 ed esaurimento delle risorse nel 2030.

Anno	F. attuali z.	Valore dell’impatto visivo evitato in k€	Valore attualizzato dell’impatto visivo evitato in k€
2025	0.916	806.1	738.0
2026	0.900	806.1	725.1
2027	0.884	806.1	712.4
2028	0.868	806.1	700.0
2029	0.853	806.1	687.7
2030	0.838	806.1	675.7

RSE è incaricata di fornire, per ogni centrale di trattamento situata nelle regioni italiane interessate dal PITSAI, la stima dell’impatto positivo sul valore del paesaggio a seguito della loro dismissione.

Dall’analisi CBA applicata al caso in esame di un’ipotetica concessione a olio situata in Basilicata con titolo minerario in scadenza nel 2024 ed esaurimento delle riserve nel 2030, risulta che l’impatto negativo (costo) a seguito della mancata proroga del titolo minerario ammonta a 1352 M€, mentre gli impatti positivi ammontano a 36,20 M€. Da questi risultati emergerebbe la convenienza a prorogare il titolo minerario oltre la scadenza del 2024.

Impatto sul VA della mancata produzione	-1.352 M€
Impatto sul VA da nuova attività di produzione fotovoltaica	15,77 M€
Impatto sul VA delle attività di decommissioning	4,22 M€
Beneficio generato dalle mancate emissioni in atmosfera	11,84 M€
Beneficio del ripristino dei servizi ecosistemici	0,125 M€
Beneficio dell'impatto visivo	4,24 M€
Sommatoria	- 1.315 M€

Di seguito si riporta, a titolo illustrativo, l'applicazione della metodologia ACB ad una ipotetica concessione situata in Emilia-Romagna in cui si coltiva gas; si supponga inoltre che il relativo titolo minerario scada nel 2025 (scenario denominato *decommissioning*) mentre l'esaurimento delle riserve si raggiunga nel 2040 (scenario denominato di *baseline*). Il primo parametro da calcolare in base alla formulazione dell'equazione 1 è il **costo della mancata produzione di idrocarburi**, in questo caso gas, sul Valore Aggiunto nazionale (MP_x). In Tabella 11 si riporta l'ipotetico profilo di produzione nei due scenari (colonna C e D), il valore della mancata produzione anno per anno per il lasso di tempo che intercorre tra la scadenza del titolo minerario e l'anno di esaurimento delle risorse, espresso prima in milioni di m^3 di gas (colonna E) e successivamente in M€ utilizzando il prezzo medio del gas nel 2020 (colonna F). I valori di quest'ultima colonna vengono moltiplicati per il rispettivo fattore di attualizzazione (colonna G), calcolato secondo la formula esposta nell'equazione 2, ed infine si calcola l'impatto sul Valore Aggiunto nazionale, ottenuto moltiplicando i valori della colonna G per il moltiplicatore d'impatto caratteristico dell'Emilia-Romagna (0,822 M€/anno di impatto sul VA per ogni M€ di mancata produzione). In questo esempio, il valore complessivo dell'impatto della mancata produzione sul VA nazionale è pari a -1,14 M€ (step 3), valore negativo essendo un "costo".

Tabella 11: Calcolo dell’impatto della mancata produzione di idrocarburi (gas) sul Valore Aggiunto nazionale in una ipotetica concessione situata in Emilia-Romagna, con scadenza del titolo minerario nel 2025 ed esaurimento delle risorse nel 2040.

A - Anno	B - Fattore attualizzazione	Scenari		Differenza tra i 2 scenari			
		C - Produzione fino ad esaurimento campo (10 ⁶ m3 di gas)	D - Produzione fino a scadenza titolo (10 ⁶ m3 di gas)	E - Mancata produzione in 10 ⁶ m3 di gas	F - Valore della mancata produzione in M€	G - Valore mancata produzione attualizzato in M€	H - Impatto sul valore aggiunto attualizzato in M€
2020	1.000	0.51	0.51	0	0	0	0
2021	0.983	0.51	0.51	0	0	0	0
2022	0.965	0.50	0.50	0	0	0	0
2023	0.948	0.50	0.50	0	0	0	0
2024	0.932	0.50	0.50	0	0	0	0
2025	0.916	0.50	0.50	0	0	0	0
2026	0.900	0.49		0.495	0.109	0.098	0.089
2027	0.884	0.49		0.492	0.109	0.096	0.087
2028	0.868	0.49		0.490	0.108	0.094	0.085
2029	0.853	0.49		0.488	0.108	0.092	0.083
2030	0.838	0.49		0.485	0.107	0.090	0.081
2031	0.824	0.48		0.483	0.107	0.088	0.079
2032	0.809	0.48		0.481	0.106	0.086	0.078
2033	0.795	0.48		0.479	0.106	0.084	0.076
2034	0.781	0.48		0.476	0.105	0.082	0.074
2035	0.767	0.47		0.474	0.105	0.080	0.073
2036	0.754	0.47		0.472	0.104	0.079	0.071
2037	0.741	0.47		0.469	0.104	0.077	0.069
2038	0.728	0.47		0.467	0.103	0.075	0.068
2039	0.715	0.46		0.465	0.103	0.074	0.066
2040	0.703	0.46		0.462	0.102	0.072	0.065

Il secondo parametro dell’equazione 1 è il **beneficio sul Valore Aggiunto nazionale delle ipotetiche nuove attività di produzione fotovoltaica (PV_x)** da realizzarsi nelle aree precedentemente occupate dalle centrali di trattamento. Seguendo lo schema logico di Tabella 2 e supponendo che l’area della centrale sia pari a 500 m² e le ore equivalenti a 1834 (valore stimato per l’Emilia-Romagna in impianti dotati di inseguitore solare), si stimano il costo d’investimento per realizzare l’impianto fotovoltaico (11,3 k€ in questo esempio) ed il ricavo medio annuo ottenibile dalla vendita di energia (1,52 k€) nell’intera vita utile del parco fotovoltaico. Successivamente i calcoli da effettuare per determinare l’impatto sul VA nazionale della nuova attività economica sono riportati in Tabella 12; i valori dell’investimento e del ricavo annuo dalla vendita di energia vengono attualizzati al 2020 e tradotti poi in impatto sul VA tramite i moltiplicatori d’impatto dell’Emilia-Romagna relativi al settore fotovoltaico (0,667 M€/anno di impatto sul VA per un M€ di investimenti e 0,800 M€/anno di impatto sul VA per un M€ di ricavi da produzione energetica). Il valore da inserire nell’equazione 1 è la sommatoria delle ultime due colonne di Tabella 12 (0,0325 M€).

Tabella 12: Calcolo dell'energia producibile e del costo d'investimento per un impianto fotovoltaico realizzato su un sito precedentemente occupato da una centrale di trattamento idrocarburi in Emilia-Romagna.

Ann o	Fattore attualiz .	Investiment o PV in M€	Produzion e PV in M€	Investiment o PV in M€ attualizzati	Produzion e PV in M€ attualizzat i	Impatto sul VA attualizzato in M€ (da investiment o PV)	Impatto sul VA attualizzat o in M€ (da produzion e PV)
2020	1.000						
2021	0.983						
2022	0.965						
2023	0.948						
2024	0.932						
2025	0.916						
2026	0.900	0.0113	0.0015	0.0102	0.0014	0.0068	0.0011
2027	0.884		0.0015		0.0013		0.0011
2028	0.868		0.0015		0.0013		0.0011
2029	0.853		0.0015		0.0013		0.0010
2030	0.838		0.0015		0.0013		0.0010
2031	0.824		0.0015		0.0013		0.0010
2032	0.809		0.0015		0.0012		0.0010
2033	0.795		0.0015		0.0012		0.0010
2034	0.781		0.0015		0.0012		0.0009
2035	0.767		0.0015		0.0012		0.0009
2036	0.754		0.0015		0.0011		0.0009
2037	0.741		0.0015		0.0011		0.0009
2038	0.728		0.0015		0.0011		0.0009
2039	0.715		0.0015		0.0011		0.0009
2040	0.703		0.0015		0.0011		0.0009
2041	0.690		0.0015		0.0010		0.0008
2042	0.678		0.0015		0.0010		0.0008
2043	0.666		0.0015		0.0010		0.0008
2044	0.655		0.0015		0.0010		0.0008
2045	0.643		0.0015		0.0010		0.0008
2046	0.632		0.0015		0.0010		0.0008
2047	0.621		0.0015		0.0009		0.0008
2048	0.610		0.0015		0.0009		0.0007
2049	0.599		0.0015		0.0009		0.0007
2050	0.589		0.0015		0.0009		0.0007
2051	0.579		0.0015		0.0009		0.0007
2052	0.569		0.0015		0.0009		0.0007
2053	0.559		0.0015		0.0008		0.0007
2054	0.549		0.0015		0.0008		0.0007
2055	0.539		0.0015		0.0008		0.0007

Il terzo parametro dell'equazione 1 è il **beneficio delle attività di decommissioning sul Valore Aggiunto nazionale** (Decom_x). Nell'ipotesi che le infrastrutture minerarie dell'ipotetica concessione in esame comprendano una centrale di trattamento con superficie di 500 m², 13 pozzi di estrazione in argille scagliose con profondità di 750 m e lunghezza delle flowlines di 2000 m, il costo di dismissione complessivo (tenendo conto dei costi unitari riportati in Tabella 4) è pari a 11,97 M€; tale costo verrà sostenuto nel 2025 nello scenario di *decommissioning* e nel 2040 nello scenario di *baseline*. I valori di costo attualizzati per i due scenari sono rispettivamente 10,957 M€ e 8,409 M€ (Tabella 13), mentre i valori di impatto sul VA si ottengono moltiplicando i precedenti valori per il valore del moltiplicatore caratteristico dell'Emilia-Romagna (0,822 M€ di impatto sul VA per un M€ di investimenti nel decommissioning degli impianti). Il valore da riportare nell'equazione 1 è la differenza tra 9,009 M€, impatto delle attività di decommissioning sul VA nel caso queste avvengano alla scadenza del titolo minerario e 6,914 M€, impatto delle attività di decommissioning sul VA nel caso queste avvengano all'esaurimento delle riserve, ossia 2,095 M€.

Tabella 13: Metodo di calcolo del beneficio delle attività di decommissioning sul Valore Aggiunto nazionale per l'ipotetica concessione situata in Emilia - Romagna.

Scenario	Costo del decommissioning in M€	Costo di decommissioning attualizzato al 2020 in M€	Impatto delle attività di decommissioning sul Valore Aggiunto in M€
Produzione fino a scadenza titolo (2025)	11,97	$11,97 * \frac{1}{(1+1,78\%)^{2025-2020}} = 10,957$	10,96*0,822=9,009
Produzione fino ad esaurimento campo (2040)	11,97	$11,97 * \frac{1}{(1+1,78\%)^{2040-2020}} = 8,409$	8,41*0,822=6,914

Il terzo parametro dell'equazione 1 è il **beneficio generato dalle mancate emissioni in atmosfera** (Emis_x). Il valore della mancata produzione di gas, anno per anno per il periodo che intercorre tra la scadenza del titolo minerario e l'anno di fine delle risorse, è stata stimata in colonna E di Tabella 11. Moltiplicando i valori annuali di mancata produzione di gas per i fattori emissivi caratteristici della produzione a terra di gas naturale (riportati in Tabella 6) si ottiene il valore della mancata emissione in atmosfera di inquinanti in t, come riportato in Tabella 14. Inseguito, si valorizza in unità monetaria il quantitativo delle emissioni evitate moltiplicando i valori di emissione precedentemente calcolati per i relativi fattori di danno (riportati in Tabella 7). Il valore da riportare nell'equazione 1 è la sommatoria dei valori monetari attualizzati delle emissioni di inquinanti evitate nel periodo compreso tra il 2026 ed il 2040, pari a 15,108 * 10⁻³ M€ (ultima colonna di Tabella 14).

Tabella 14: Calcolo del beneficio delle emissioni in atmosfera evitate per una ipotetica concessione situata in Emilia-Romagna, con scadenza del titolo minerario nel 2025 ed esaurimento delle risorse nel 2040.

Anno	F. attuali z.	Mancata prod. 10 ⁶ m3 gas	Emissioni evitate in t					Emissioni evitate in k€					Σ in k€ attuale.		
			NMVO C	Gas serra	NO _x	SO ₂	PPM25	Amm.	NMVO C	Gas serra	NO _x	SO ₂		PPM25	Amm.
2026	0.900	0.49	0.0396	14.7487	0.0371	0.0095	0.0041	0.0002	0.0356	0.5876	0.4758	0.1055	0.0945	0.0046	1.173
2027	0.884	0.49	0.0394	14.6801	0.0370	0.0094	0.0041	0.0002	0.0354	0.5849	0.4736	0.1050	0.0941	0.0046	1.147
2028	0.868	0.49	0.0392	14.6114	0.0368	0.0094	0.0041	0.0002	0.0353	0.5821	0.4714	0.1046	0.0937	0.0045	1.121
2029	0.853	0.49	0.0390	14.5428	0.0366	0.0093	0.0041	0.0002	0.0351	0.5794	0.4691	0.1041	0.0932	0.0045	1.097
2030	0.838	0.49	0.0389	14.4742	0.0364	0.0093	0.0040	0.0002	0.0349	0.5767	0.4669	0.1036	0.0928	0.0045	1.072
2031	0.824	0.48	0.0387	14.4056	0.0363	0.0092	0.0040	0.0002	0.0348	0.5739	0.4647	0.1031	0.0923	0.0045	1.049
2032	0.809	0.48	0.0385	14.3369	0.0361	0.0092	0.0040	0.0002	0.0346	0.5712	0.4625	0.1026	0.0919	0.0045	1.025
2033	0.795	0.48	0.0383	14.2683	0.0359	0.0091	0.0040	0.0002	0.0344	0.5685	0.4603	0.1021	0.0915	0.0044	1.003
2034	0.781	0.48	0.0381	14.1997	0.0357	0.0091	0.0040	0.0002	0.0343	0.5657	0.4581	0.1016	0.0910	0.0044	0.980
2035	0.767	0.47	0.0379	14.1310	0.0356	0.0091	0.0040	0.0002	0.0341	0.5630	0.4559	0.1011	0.0906	0.0044	0.959
2036	0.754	0.47	0.0378	14.0624	0.0354	0.0090	0.0039	0.0002	0.0339	0.5603	0.4536	0.1006	0.0901	0.0044	0.937
2037	0.741	0.47	0.0376	13.9938	0.0352	0.0090	0.0039	0.0002	0.0338	0.5575	0.4514	0.1001	0.0897	0.0044	0.916
2038	0.728	0.47	0.0374	13.9252	0.0351	0.0089	0.0039	0.0002	0.0336	0.5548	0.4492	0.0996	0.0893	0.0043	0.896
2039	0.715	0.46	0.0372	13.8565	0.0349	0.0089	0.0039	0.0002	0.0334	0.5521	0.4470	0.0992	0.0888	0.0043	0.876
2040	0.703	0.46	0.0370	13.7879	0.0347	0.0088	0.0039	0.0002	0.0333	0.5493	0.4448	0.0987	0.0884	0.0043	0.856

Il quarto parametro dell'equazione 1 è il **beneficio del ripristino dei servizi ecosistemici** (riattivazione dei servizi ecosistemici danneggiati o soppressi dalle attività estrattive) a valle dell'attività di decommissioning (Ser.Eco.x). Come detto in precedenza, si ipotizza la concessione in esame comprenda 13 pozzi (superficie media dell'area pozzo 8000 m²) e si suppone inoltre che a valle delle attività di dismissione, le aree precedentemente occupate dalle infrastrutture minerarie possano essere convertite in aree prevalentemente occupate da colture agrarie e boschi di latifoglie (classificazione corine land cover). Le stime del valore del ripristino dei vari servizi ecosistemici, che devono essere calcolate per l'intero intervallo di tempo che intercorre tra la scadenza del relativo titolo minerario e la data di esaurimento delle risorse, sono riportate in Tabella 15. Il valore da

riportare nell'equazione 1 è la sommatoria dei valori monetari attualizzati dei servizi ecosistemici ripristinati, pari a $171,51 * 10^{-3}$ M€ (ultima colonna di Tabella 15).

Tabella 15: Calcolo del beneficio del ripristino dei servizi ecosistemici per una ipotetica concessione situata in Emilia-Romagna, con scadenza del titolo minerario nel 2025 ed esaurimento delle risorse nel 2040.

Anno	F. attualiz.	Valore di ripristino dei servizi ecosistemici in k€									Σ in k€ attual.
		Produzione agricola	Bio. legnosa	Approv. idrico	Ciclo del carbonio	Impolli naz.	Purificazione acque	Qualità aria	Ricreazione	Sostegno biodiversità	
2026	0.900	1.485	0.445	0.353	2.464	0.440	0.000	3.177	3.499	2.477	12.90
2027	0.884	1.485	0.445	0.353	2.464	0.440	0.000	3.177	3.499	2.477	12.67
2028	0.868	1.485	0.445	0.353	2.464	0.440	0.000	3.177	3.499	2.477	12.45
2029	0.853	1.485	0.445	0.353	2.464	0.440	0.000	3.177	3.499	2.477	12.23
2030	0.838	1.485	0.445	0.353	2.464	0.440	0.000	3.177	3.499	2.477	12.02
2031	0.824	1.485	0.445	0.353	2.464	0.440	0.000	3.177	3.499	2.477	11.81
2032	0.809	1.485	0.445	0.353	2.464	0.440	0.000	3.177	3.499	2.477	11.60
2033	0.795	1.485	0.445	0.353	2.464	0.440	0.000	3.177	3.499	2.477	11.40
2034	0.781	1.485	0.445	0.353	2.464	0.440	0.000	3.177	3.499	2.477	11.20
2035	0.767	1.485	0.445	0.353	2.464	0.440	0.000	3.177	3.499	2.477	11.01
2036	0.754	1.485	0.445	0.353	2.464	0.440	0.000	3.177	3.499	2.477	10.81
2037	0.741	1.485	0.445	0.353	2.464	0.440	0.000	3.177	3.499	2.477	10.62
2038	0.728	1.485	0.445	0.353	2.464	0.440	0.000	3.177	3.499	2.477	10.44
2039	0.715	1.485	0.445	0.353	2.464	0.440	0.000	3.177	3.499	2.477	10.26
2040	0.703	1.485	0.445	0.353	2.464	0.440	0.000	3.177	3.499	2.477	10.08

Il quinto parametro dell'equazione 1 è il **beneficio dell'impatto visivo**, inteso come variazione del valore del paesaggio, a seguito della dismissione delle centrali (Imp.Vis._x). Nell'esempio in esame, si suppone che la centrale sia visibile in aree destinate a colture agrarie con un'estensione di circa 13 km². Il beneficio dell'impatto visivo a seguito della dismissione della centrale ammonta a 275,9 k€/anno (Tabella 16). Il valore da riportare nell'equazione 1 è la sommatoria dei valori monetari attualizzati della variazione del valore del paesaggio, calcolati per il periodo compreso tra il 2026 ed il 2040, pari a 3,3 M€ (ultima colonna di Tabella 16).

Tabella 16: Calcolo del beneficio dell’impatto visivo per una ipotetica concessione situata in Emilia-Romagna, con scadenza del titolo minerario nel 2025 ed esaurimento delle risorse nel 2040.

Anno	F. attuali z.	Valore dell’impatto visivo evitato in k€	Valore attualizzato dell’impatto visivo evitato in k€
2026	0.900	275.9	248.2
2027	0.884	275.9	243.8
2028	0.868	275.9	239.6
2029	0.853	275.9	235.4
2030	0.838	275.9	231.3
2031	0.824	275.9	227.2
2032	0.809	275.9	223.2
2033	0.795	275.9	219.3
2034	0.781	275.9	215.5
2035	0.767	275.9	211.7
2036	0.754	275.9	208.0
2037	0.741	275.9	204.4
2038	0.728	275.9	200.8
2039	0.715	275.9	197.3
2040	0.703	275.9	193.9

Dall’analisi CBA applicata alla suddetta concessione a gas situata in Emilia-Romagna con titolo minerario in scadenza nel 2025 ed esaurimento delle riserve nel 2040, emerge che l’impatto negativo (costo) a seguito della mancata proroga del titolo minerario ammonta a 1,14 M€, mentre gli impatti positivi ammontano a 5,61 M€. Da questi risultati emergerebbe la convenienza a non prorogare il titolo minerario oltre il 2025.

Impatto sul VA della mancata produzione	-1,14 M€
Impatto sul VA da nuova attività di produzione fotovoltaica	0,0325 M€
Impatto sul VA delle attività di decommissioning	2,095 M€
Benefico generato dalle mancate emissioni in atmosfera	0,015 M€
Beneficio del ripristino dei servizi ecosistemici	0,172 M€
Beneficio dell’impatto visivo	3,3 M€
Sommatoria	4,47 M€

Fra gli elementi non quantificati in maniera specifica nella CBA proposta (ma impliciti nell'analisi dei costi) vi sono gli eventuali indennizzi da parte dello Stato versati agli operatori energetici danneggiati per inadempimento contrattuale, nel caso in cui il titolo minerario non venga rinnovato nonostante l'esistenza di riserve residue. Gli indennizzi rispondono a criteri di quantificazione del danno di natura privatistica che mal si conciliano con l'approccio costi-benefici, che effettua la valutazione dei costi al livello di tutti i soggetti della collettività. Si tratta, in sostanza, di una partita di giro di flussi economici (i danni subiti dagli operatori energetici) che rientrano già nella valutazione delle perdite per la collettività dovute alla mancata produzione di idrocarburi.

Per quanto riguarda le misure di compensazione che, nel caso di alcune specifiche concessioni, sono state concordate fra la Regione e gli operatori economici interessati, si ritiene che esse possano essere integrate nel quadro metodologico dell'ACB proposta sotto forma di benefici per la collettività (o viceversa: sotto forma di costi per la collettività dovuti al mancato rinnovo delle concessioni). Questo avverrà stimando gli impatti sul valore aggiunto nazionale delle spese annue di compensazione previste. Dalla consultazione degli accordi finora stipulati emerge che in essi vengono solo fissati gli obiettivi generali ai quali le misure compensatorie devono rispondere (tutela ambientale e misure di stimolo della crescita economica in attività non-oil ispirate a principi di sostenibilità ambientale): la simulazione dell'impatto economico delle misure di compensazione sarà effettuata sulla base dei moltiplicatori settoriali in termini di valore aggiunto, per milione di euro speso in ciascun settore potenzialmente interessato dalle misure di compensazione.