

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 particolare 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 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. 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	$\frac{E_{vita\ utile} = E_{anno\ 0} * 1 - (1 - degrado\ annuo)^{anni\ di\ produzione}}{1 - (1 - degrado\ annuo)}$
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 (UNFCC) 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, NOx, 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, NOx, NMVOC, PM2.5, 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
NOx	kg	75,05	98,1
SO2	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 PiTESAI, 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 PITESAI, 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	Mancata prod. 10 ⁶ m ³ 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.