

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

redatto ai sensi della Legge 11 febbraio 2019, n. 12

previa VAS e d'intesa, per la terraferma, con la Conferenza Unificata

**ALLEGATI e APPENDICE al PIANO**

*DICEMBRE 2021*

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

redatto ai sensi della Legge 11 febbraio 2019, n. 12

previa VAS e d'intesa, per la terraferma, con la Conferenza Unificata

**ALLEGATO 1 al PIANO**

***Schema riassuntivo sulla determinazione delle aree che saranno indicate idonee alla prosecuzione dei procedimenti amministrativi (c.d. 'aree idonee nella situazione post operam') e di quelle, già oggi occupate da titoli minerari, che saranno dichiarate compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, alla prosecuzione delle attività di ricerca o di coltivazione che sono già in essere***

Stante quanto illustrato nel documento di Piano, si riassumono di seguito gli schemi di decisione di cui alle casistiche del paragrafo 3.2.

**CASISTICA 2.A.1** - per quanto riguarda le **istanze dei permessi di prospezione o dei permessi di ricerca già presentate** alla data di entrata in vigore della Legge che prevede il PiTESAI, ed in corso di sospensione sino al 30/09/2021, potranno proseguire l'iter istruttorio solo i procedimenti che hanno una data di presentazione dell'istanza successiva a quella del 01/01/2010 (quale soglia temporale ritenuta congrua con le finalità del Piano per determinare la sostenibilità amministrativa dello stesso procedimento, precedentemente alla quale detta sostenibilità non sussiste per cause da ascrivere a mancanza d'interesse del richiedente) e relativi alle istanze relativi al gas, e non anche di quelli relativi a petrolio, che si troveranno insistere sulle aree che saranno definite come potenzialmente idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di ricerca (saranno dichiarati in 'aree idonee nella situazione post operam'). Gli altri eventuali procedimenti delle istanze di questo tipo per le aree che non saranno nella predetta posizione verranno dichiarati in 'area non idonea nella situazione post operam', e saranno oggetto delle procedure previste dall'art. 11-ter della L. 12/19.

Per tutte le altre casistiche si rinvia ai diagrammi seguenti.

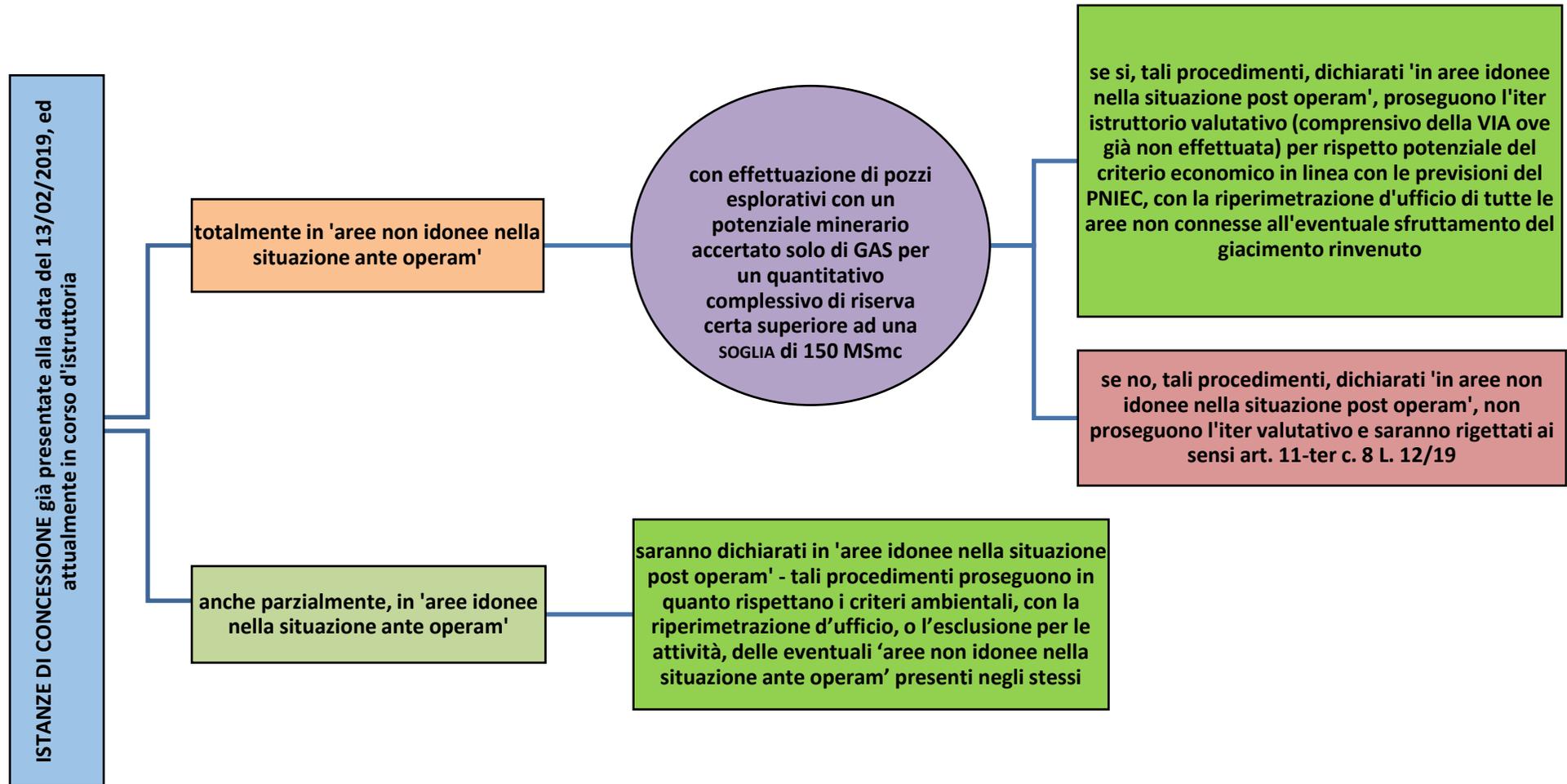
CASISTICA 2.A.II

Figura 1 Diagramma della determinazione delle aree idonee alla prosecuzione dei procedimenti per le istanze di concessione di coltivazione di idrocarburi già presentate ed in corso di valutazione

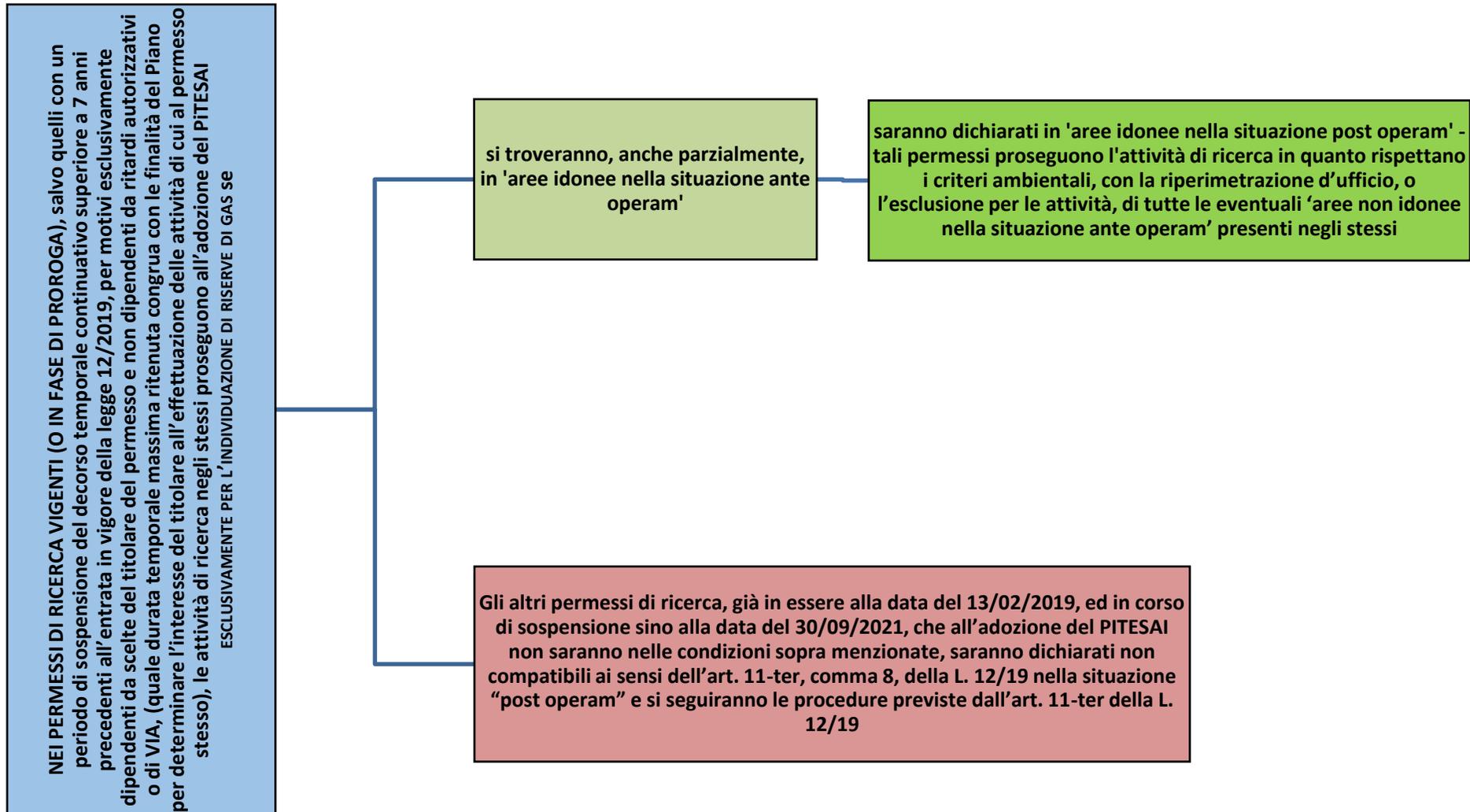
**casistica 2.b.i**

Figura 2 Diagramma della determinazione delle aree compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intese come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, alla prosecuzione delle attività di ricerca già in essere nei permessi di ricerca vigenti (o in fase di proroga), già in essere alla data del 13/02/2019, ed in corso di sospensione per moratoria sino alla data del 30/09/2021

CASISTICA 2.B.II

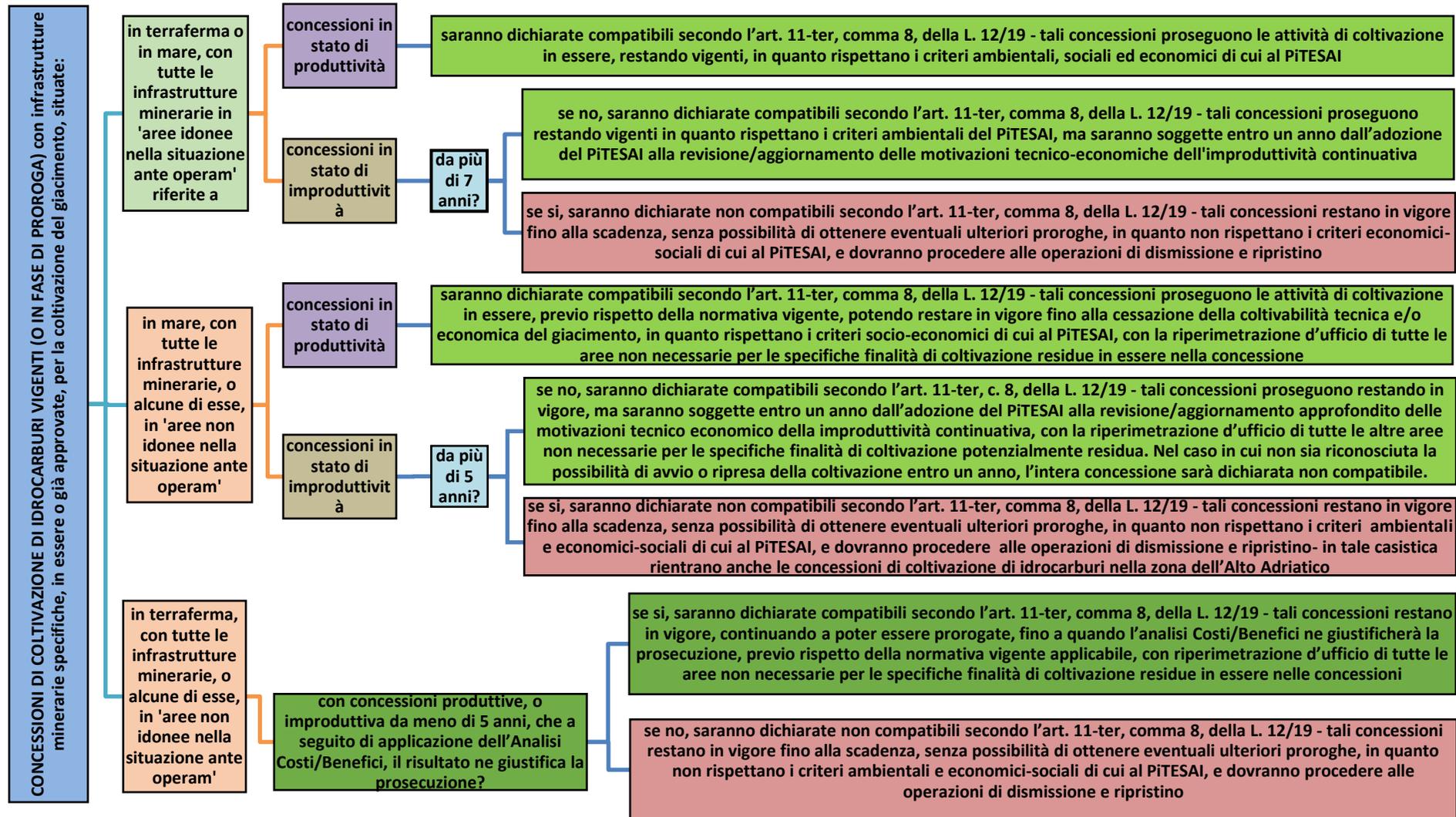


Figura 3 Diagramma della determinazione delle aree compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intese come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, alla prosecuzione delle attività di coltivazione già in essere nelle concessioni di coltivazione vigenti (o in fase di proroga)

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

redatto ai sensi della Legge 11 febbraio 2019, n. 12

previa VAS e d'intesa, per la terraferma, con la Conferenza Unificata

## **ALLEGATO 2**

### **al PIANO**

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

## ACQUISIZIONE STRATI INFORMATIVI / DATI PER LE CATEGORIE AMBIENTALI DEL PITESAI PER L'IMPLEMENTAZIONE NEL SINACLOUD GESTITO DA ISPRA

Con riferimento alla fase di consultazione pubblica per il procedimento di VAS relativo al Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee – PiTESAI, in qualità di Amministrazione proponente, al fine di completare la cartografabilità di alcune categorie ambientali per le quali nella proposta di Piano e nel Rapporto Ambientale è stato indicato che “si rimanda alle successive fasi nel corso dell’attuale processo di VAS”, la Divisione VII della DGISSEG ha effettuato richiesta degli strati informativi cartografici che non erano disponibili alla data di pubblicazione degli elaborati sopra citati.

In data 06 agosto 2021 la Divisione VII della DGISSEG ha infatti inoltrato le note di richiesta dati a Enti/Amministrazioni/Istituzioni per recepire i layer cartografici/strati informativi mancanti.

In data 17 novembre 2021, e in data 22 novembre 2021, la Divisione VII della DGISSEG, sulla base delle risultanze e elementi acquisiti nel corso delle riunioni tecniche svolte in sede di Conferenza unificata (8-17/11/2021)<sup>1</sup> ha inoltre trasmesso le seguenti note di richiesta dati a Enti/Amministrazioni/Istituzioni per recepire i layer cartografici/strati informativi mancanti per i nuovi vincoli inseriti nella Tabella 1.3 1 del Piano “*Elenco delle Categorie ambientali e dei vincoli individuati per l’elaborazione del PiTESAI*”.

Con le note di cui all’elenco sottoriportato sono stati richiesti i seguenti strati informativi, e per ciascuno viene indicato il numero di protocollo con cui è partita la richiesta, la data di protocollazione, l’Amministrazione a cui è stata stato richiesto il dato in riferimento alla specifica categoria.

<b>Categoria</b>	<b>Data richiesta</b>	<b>Protocollo</b>	<b>Enti/Amministrazioni/Istituzioni a cui è stata inviata richiesta</b>
5. aree designate per l'estrazione di acque destinate al consumo umano	06.08.2021	24836	Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia, Sicilia, Toscana, Veneto  Autorità di Bacino: Alpi Orientali, Fiume Po, Appennino Settentr., Appennino Centrale Appennino Meridionale, della Sicilia
7. aree marine di reperimento	06.08.2021	24834	DG-CRESS (MITE)
14. siti unesco inclusi i buffer delle zone e candidature presentate all'entrata in vigore del pitesai (+ riserve biosfera unesco)	06.08.2021	24835	MIC e DG-PNA (MITE)
14. Riserve Unesco della Biosfera	14.09.2021	27636	DG-PNA (MITE)
15 “subsidenza”	06.08.2021	24874	Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Emilia

<sup>1</sup> nota del Coordinamento Tecnico della Commissione Energia della Regione Sardegna, contenente gli emendamenti e le osservazioni formulate dalle Regioni e dalle Province autonome a seguito dell’istruttoria svolta sul PITESAI, trasmessa in allegato alla nota prot. ingresso mise 33092 del 05/11/2021, per come accettati dal MiTE secondo la nota del 11/11/2021.

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

			Romagna, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia, Sicilia, Toscana, Veneto
16 aree suscettibili ai sinkhole naturali o aree interessate dal processo morfogenetico carsico	06.08.2021	24922	Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia, Sicilia, Toscana, Veneto
18. foreste	06.08.2021	24867	MIPAAF
19 “siti di interesse regionale”	06.08.2021	24919	Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia, Sicilia, Toscana, Veneto (successivamente Ispra in data 25.08.2021 ha dato disponibilità a fornire il dato dalla piattaforma MOSAICO).
21. le aree presenti e future (se già approvate/autorizzate) per lo sviluppo di impianti di acquacoltura (maricoltura)	06.08.2021	24869	MIMS
22 “aree marine con depositi di sabbie marine relitte”	06.08.2021	24921	Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Marche, Molise, Puglia, Sicilia, Veneto
23 “aree per il potenziamento della silvicoltura (presenti o previste da atti)”	06.08.2021	24890	MIPAAF e Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia, Sicilia, Toscana, Veneto
26. impianti a rischio di incidente rilevante ex d.lgs. 2015 n105	06.08.2021	24891	DG-CRESS (MITE)
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)”	06.08.2021	24923	Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia, Sicilia, Toscana, Veneto

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

29. aree di distribuzione di ulteriori habitat e specie di interesse conservazionistico ai sensi della convenzione di Barcellona e politica comune della pesca	06.08.2021	24892	DG-MAC (MITE)
30. geositi emergenze oromorfologiche/geomorfologiche	06.08.2021	24915	Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia, Sicilia, Toscana, Veneto
30a. Aree con presenza di rocce naturali contenenti amianto	17.11.2021	34448	Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia, Sicilia, Toscana, Veneto
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.)"	06.08.2021	24899	Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia, Sicilia, Toscana, Veneto
33. corpi idrici intesi a scopo ricreativo, comprese le aree designate come acque di balneazione	06.08.2021	24900	Ministero Salute
33a. Aree agricole servite da reticoli e grandi impianti irrigui.	17.11.2021	34448	Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia, Sicilia, Toscana, Veneto
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 nazionale (aren); aree di interesse per la fauna (ifa)"	06.08.2021	24924	Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia, Sicilia, Toscana, Veneto
	07.09.2021	26952	DG-PNA (MITE)
43 "aree agricole ad alto valore naturale (avn)"	06.08.2021	24904	Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Lombardia, Marche,

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

			Molise, Piemonte, Puglia, Sicilia, Toscana, Veneto
44. "Aree di ricarica delle falde acquifere di grande estensione"	22.11.2021	34947	Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia, Sicilia, Toscana, Veneto
46. "Zone di pianura costiera di minima elevazione (<3,5 m) s.l.m."	17.11.2021	34470	Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia, Sicilia, Toscana, Veneto
47. "Zone depresse (a drenaggio meccanico)"	17.11.2021	34470	Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia, Sicilia, Toscana, Veneto
48. "Aree interessate da attività zootecnica riconosciuta di pregio."	17.11.2021	34470	Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia, Sicilia, Toscana, Veneto

A seguire è riportata una griglia elaborata per il monitoraggio e la ricezione degli strati informativi di cui sopra, con riferimento alle Amministrazioni a cui sono stati richiesti gli strati necessari per l'implementazione del sincloud, rispetto (sul lato verticale) ad ogni singola categoria richiesta.

Per una lettura speditiva della griglia elaborata, si riporta la chiave di colori utilizzata nella compilazione:

Verde: ricevuti come formato shpfile

Giallo: ricevuti in maniera parziale, in fase di ricezione o richiesti ad altro Dipartimento.

Rosso: dati non disponibili da parte delle Amministrazioni come da comunicazione.

Arancio: in fase di elaborazione o in formato differente da quello richiesto (non utilizzabile)

Bianco: Dati richiesti e non ricevuti

Grigio: dati non richiesti alla specifica Amministrazione

PIANO

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

	MITE	MIMS	MIC	SALUTE	MIPAAF	Abruzzo	Basilicata	Calabria	Campania	Emilia Romagna	FVG	Lazio	Lombardia	Marche	Molise	Piemonte	Puglia	Sicilia	Toscana	Veneto	Aut. Bac. Alpi Orientali	Aut. Bac. Fiume Po	Aut. Bac. Appennino Sett.	Aut. Bac. Appennino Centr.	Aut. Bac. Appennino Merid.	Aut. Bac. Sicilia
5						Yellow		Green		Green			Orange	Green		Green	Green	Green			Green		Green	Green	Green	
7	Green																									
14			Green																							
15						Yellow	*	Green	*	Green	*	*	*	*	Yellow	*	Green	*	*	*	*					
16						Yellow	*	Green	*	Green	*	*	Green	*	Yellow	Red	Green	*	*	*	*					
18																										
19						Yellow	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Green	Yellow						
21		Green																								
22						Yellow		Green		Green							Green									White
23						Yellow		Green					Red		Yellow	Green				Yellow						
26	Green																									
28						Green	Green	Green	Orange	Green	Green		Green		Yellow	Green	Green	Green	Yellow	Green						
29																										
30						Yellow	Green	Green		Green			Green		Yellow	Green	Green									
30a										Red			Red			Green										
32						Green	Orange	Green							Green	Green	Green									
33				Green																						
33a										Red			Red				Green									
37	Green						Green	Green							Yellow	Green	Green		Green							
43								Green			Red		Red		Yellow	Green			Yellow							
44								Red		Green	Green															
46																	Green									
47																										
48																	Green									

Griglia di monitoraggio della ricezione degli strati informativi richiesti (aggiornamento al 21/12/2021) - \* Dati richiesti anche alle ARPA

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

redatto ai sensi della Legge 11 febbraio 2019, n. 12

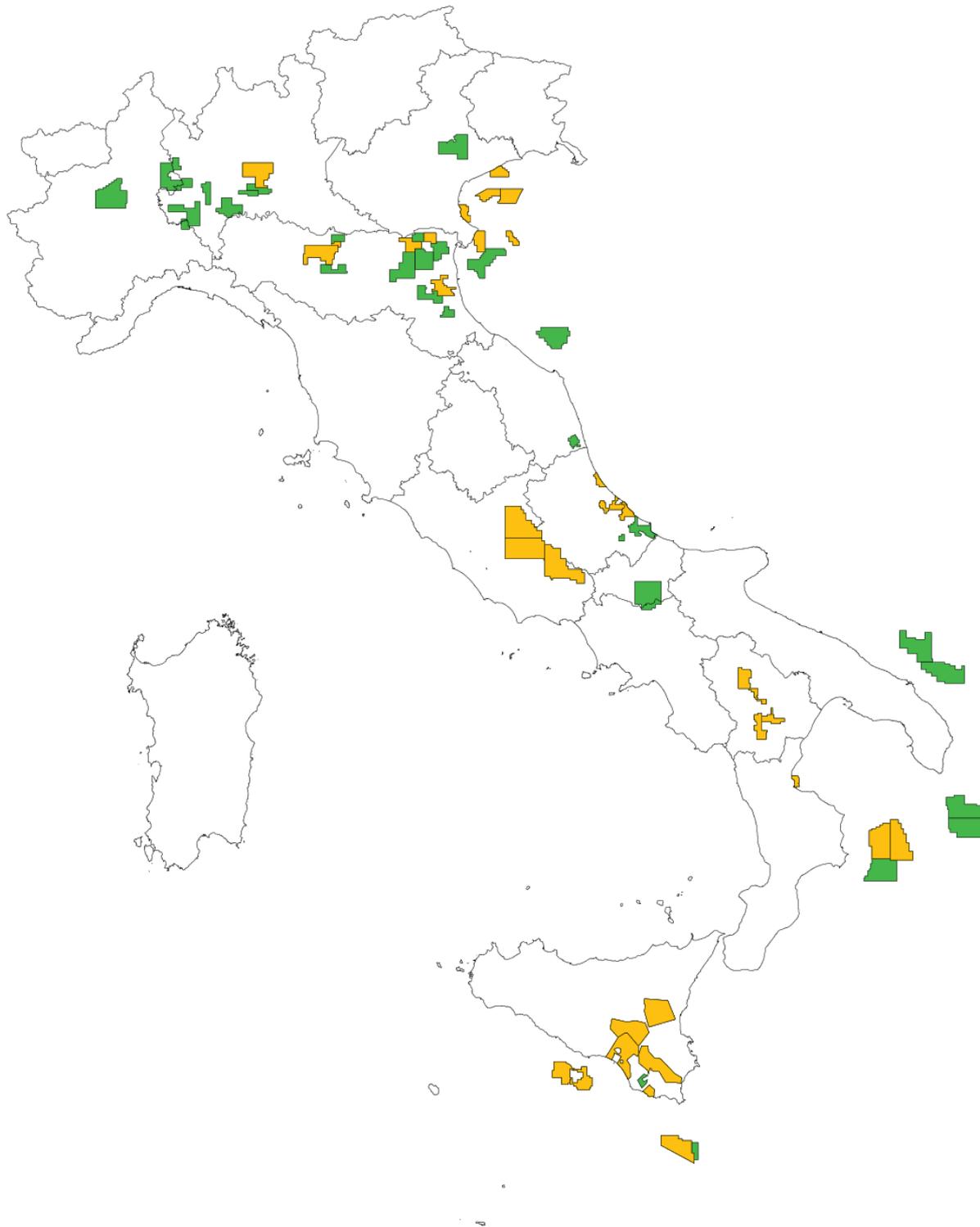
previa VAS e d'intesa, per la terraferma, con la Conferenza Unificata

## **Allegato 3 al PIANO**

**PERMESSI DI RICERCA DI IDROCARBURI VIGENTI AL 30-09-2021**

**CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI VIGENTI AL 30-09-2021**

**PERMESSI DI RICERCA DI IDROCARBURI VIGENTI AL 30-9-2021**



 Permessi di ricerca che alla data del 13/02/2019 erano già sospesi su istanza di parte

## PIANO

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

id	ub	regione/zona	permesso	titolari	conferimento	periodo-vigenza	sospeso	proroga	area-kmq
531	Terra	Abruzzo	MONTE PALLANO	CMI ENERGIA (90% r.u.) - INTERGIE (10%)	13/02/2004	primo periodo			35,72
422	Terra	Abruzzo	BUCCHIANICO	ENI (100%)	25/07/1996	seconda proroga	x		178,96
524	Terra	Abruzzo	ORTONA	ENI (100%)	10/07/2002	primo periodo	x	x	140,2
501	Terra	Abruzzo	MUTIGNANO	ENI (50% r.u.) - GAS PLUS ITALIANA (50%)	09/06/2000	prima proroga	x	x	76,19
481	Terra	Abruzzo - Lazio	FIUME ANIENE	LUMAX OIL (100%)	21/09/1998	primo periodo	x	x	911,02
482	Terra	Abruzzo - Lazio	LAGO DEL SALTO	LUMAX OIL (100%)	21/09/1998	primo periodo	x	x	918,06
484	Terra	Abruzzo - Lazio	SORA	LUMAX OIL (100%)	21/09/1998	primo periodo	x	x	895,5
496	Terra	Abruzzo - Molise	CIVITA	ROCKHOPPER CIVITA (100%)	22/04/1999	prima proroga			276,57
410	Terra	Basilicata	SERRA S. BERNARDO	ENI (63,34% r.u.) - ROCKHOPPER ITALIA (22,89%) - TOTAL E&P ITALIA (13,77%)	11/07/1994	prima proroga	x		268,56
492	Terra	Basilicata	ALIANO	TOTAL E&P ITALIA (60% r.u.) - ENI (40%)	06/11/1998	primo periodo	x		154,56
485	Terra	Basilicata	TEANA	TOTAL E&P ITALIA (80% r.u.) - ENI (20%)	23/09/1998	primo periodo	x		231,04
437	Terra	Basilicata	FOSSO VALDIENNA	TOTAL E&P ITALIA (83,4% r.u.) - SHELL ITALIA E&P (9,3%) - ENI (7,3%)	05/12/1996	primo periodo	x		34
438	Terra	Basilicata	TEMPA MOLIANO	TOTAL E&P ITALIA (83,4% r.u.) - SHELL ITALIA E&P (9,3%) - ENI (7,3%)	05/12/1996	primo periodo	x		57,48
2110	Terra	Campania - Molise	SANTA CROCE	IRMINIO (100%)	16/12/2010	primo periodo		x	745,6
2114	Terra	Emilia Romagna	PORTOMAGGIORE	ALEANNA ITALIA (100%)	18/03/2011	primo periodo			378,5
525	Terra	Emilia Romagna	SAN MARCO	ALEANNA ITALIA (100%)	10/07/2002	seconda proroga	x		280,24
688	Terra	Emilia Romagna	JOLANDA DI SAVOIA	ALEANNA ITALIA (90% r.u.) - GEORGAS (10%)	10/09/2008	primo periodo	x		119,5
2100	Terra	Emilia Romagna	BUGIA	ALEANNA RESOURCES (100%)	28/09/2010	primo periodo			197,8
683	Terra	Emilia Romagna	CORTE DEI SIGNORI	ALEANNA RESOURCES (100%)	28/03/2008	prima proroga		x	248,7
2106	Terra	Emilia Romagna	FANTOZZA	ALEANNA RESOURCES (100%)	12/11/2010	primo periodo			102,3
699	Terra	Emilia Romagna	PONTE DEI GRILLI	ALEANNA RESOURCES (100%)	30/03/2009	prima proroga		x	258,45
698	Terra	Emilia Romagna	PONTE DEL DIAVOLO	ALEANNA RESOURCES (100%)	02/02/2009	primo periodo	x	x	199,8
691	Terra	Emilia Romagna	LA PROSPERA	ALEANNA RESOURCES (85% r.u.) - PETROREP ITALIANA (15%)	22/09/2008	primo periodo		x	104,87
2112	Terra	Emilia Romagna	CADELBOSCO DI SOPRA	PO VALLEY OPERATIONS PTY (100%)	18/02/2011	primo periodo	x		512,8
2111	Terra	Emilia Romagna	GRATTASSASSO	PO VALLEY OPERATIONS PTY (100%)	25/01/2011	primo periodo	x		34,09
2137	Terra	Emilia Romagna	TORRE DEL MORO	PO VALLEY OPERATIONS PTY (100%)	08/02/2017	primo periodo			111
697	Terra	Emilia Romagna	PODERE GALLINA	PO VALLEY OPERATIONS PTY (63% r.u.) - UOG ITALIA (20%) - PXOG MARSHALL (17%)	02/12/2008	primo periodo		x	506,2
2107	Terra	Emilia Romagna - Lombardia	BELGIOIOSO	ALEANNA RESOURCES (100%)	22/11/2010	primo periodo		x	322
714	Terra	Lombardia	BADILE	APENNINE ENERGY (100%)	23/03/2010	primo periodo		x	154,5
717	Terra	Lombardia	ABBADIA CERRETO	ENI (100%)	21/06/2010	primo periodo		x	91,82
724	Terra	Lombardia	TRIGOLO	ENI (100%)	08/09/2010	primo periodo		x	161,8
2113	Terra	Lombardia	CALCIO	PENGAS ITALIANA (100%)	07/03/2011	primo periodo	x		539,4
2131	Terra	Lombardia - Piemonte	CASCINA GRAZIOSA	ALEANNA ITALIA (100%)	21/07/2014	primo periodo			592,5
548	Terra	Lombardia - Piemonte	CORANA	COMPAGNIA GENERALE IDROCARBURI (80% r.u.) - ITALMIN ENERGIA (20%)	24/07/2007	primo periodo			476,23
2129	Terra	Marche	S. MARIA GORETTI	APENNINE ENERGY (100%)	18/12/2013	primo periodo			101,3
2123	Terra	Piemonte	BOSCONERO	ALEANNA ITALIA (100%)	15/03/2013	primo periodo			736,6
723	Terra	Veneto	CARITA'	APENNINE ENERGY (100%)	09/07/2010	prima proroga		x	525,25
305	Sicilia	Sicilia	FRIDDANI	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI (100%)	29/04/2009	primo periodo	x		691,56
304	Sicilia	Sicilia	PASSO DI PIAZZA	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI (100%)	29/04/2009	primo periodo	x		734,13
303	Sicilia	Sicilia	PATERNO'	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI (50% r.u.) - EDISON IDROCARBURI SICILIA (50%)	02/01/2012	prima proroga	x		532,06
334	Sicilia	Sicilia	CASE LA ROCCA	IRMINIO (100%)	28/02/2020	primo periodo			80
308	Sicilia	Sicilia	SCICLI	IRMINIO (100%)	29/05/2015	primo periodo	x		96
302	Sicilia	Sicilia	FIUME TELLARO	MAUREL ET PROM ITALIA (100%)	22/03/2004	primo periodo	x		660,37
566	Mare	Zona A	A.R 80.AG	ENI (100%)	17/04/1990	prima proroga	x		268,88
625	Mare	Zona A	A.R 87.AG	ENI (100%)	01/12/1995	primo periodo	x		279,45
638	Mare	Zona A	A.R 91.EA	ENI (100%)	01/01/1997	primo periodo	x		136,17
639	Mare	Zona A	A.R 92.EA	ENI (100%)	01/01/1997	primo periodo	x		214,2
640	Mare	Zona A	A.R 93.EA	ENI (100%)	01/01/1997	primo periodo	x		157,16
549	Mare	Zona A	A.R 78.RC	ENI (90% r.u.) - ENERGEAN ITALY (10%)	16/04/1987	seconda proroga	x		100,02

## PIANO

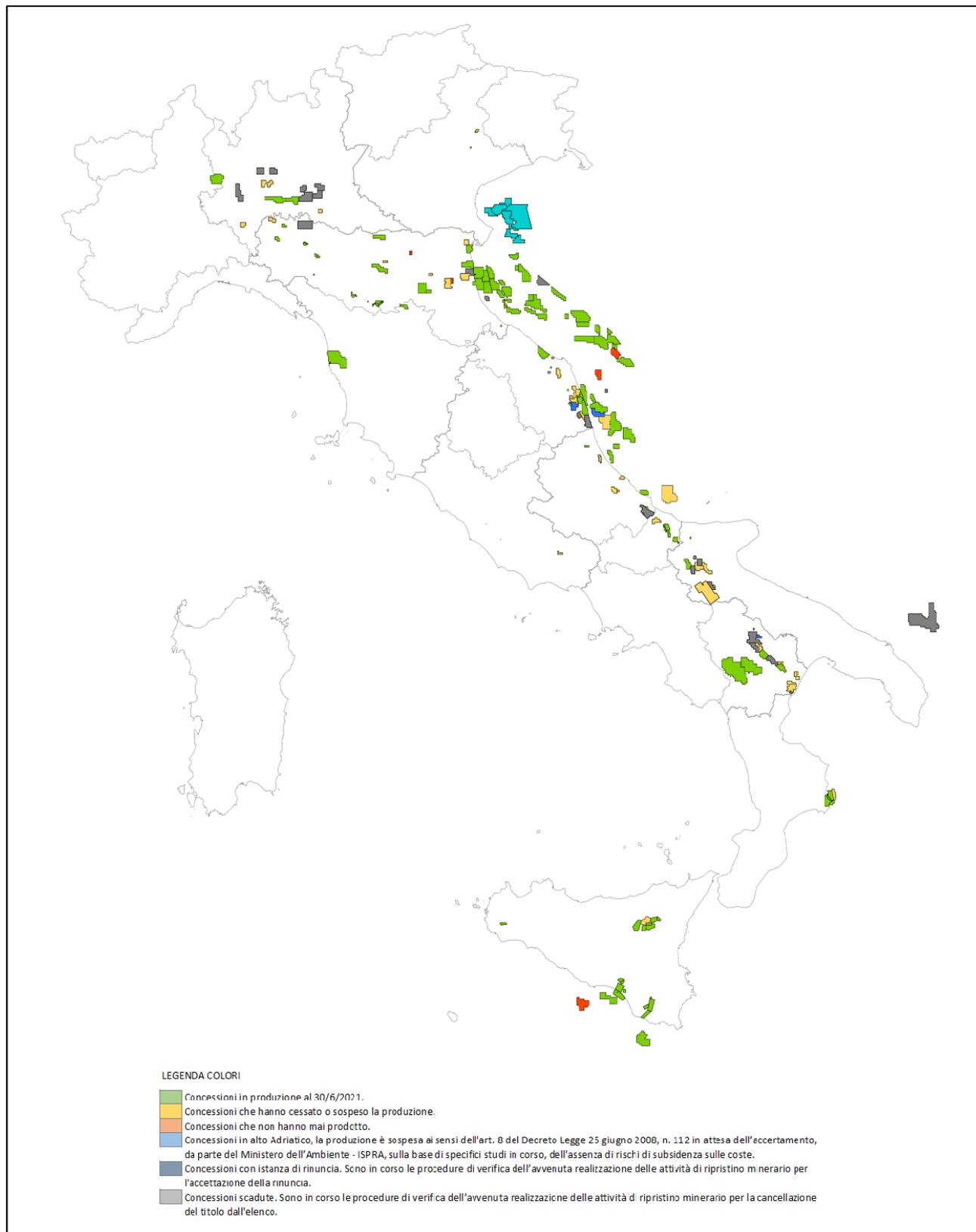
*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

2003	Mare	Zona A	A.R 94.PY	PO VALLEY OPERATIONS PTY (100%)	10/07/2012	primo periodo			526
2006	Mare	Zona A - Zona B	B.R273.EN	ALEANNA ITALIA (100%)	18/03/2015	primo periodo			529,3
668	Mare	Zona C	C.R146.NP	NORTHERN PETROLEUM (UK) LTD (100%)	28/09/2004	primo periodo	x		620,31
2132	Mare	Zona C	C.R149.NP	NORTHERN PETROLEUM (UK) LTD (100%)	15/07/2014	primo periodo			101,87
657	Mare	Zona C - Zona G	G.R 13.AG	ENI (60% r.u.) - ENERGEAN ITALY (40%)	09/11/1999	seconda proroga	x		313,19
656	Mare	Zona C - Zona G	G.R 14.AG	ENI (60% r.u.) - ENERGEAN ITALY (40%)	08/11/1999	seconda proroga	x		373,08
2005	Mare	Zona D - Zona F	D.R 74.AP	APENNINE ENERGY (100%)	09/06/2014	primo periodo	x		63,13
680	Mare	Zona D - Zona F	F.R 39.NP	NORTHERN PETROLEUM (UK) LTD (100%)	21/06/2007	primo periodo			734,5
681	Mare	Zona D - Zona F	F.R 40.NP	NORTHERN PETROLEUM (UK) LTD (100%)	22/06/2007	primo periodo			734,64
2135	Mare	Zona F	F.R 41.GM	GLOBAL MED (100%)	15/12/2016	primo periodo	x		748,4
2136	Mare	Zona F	F.R 42.GM	GLOBAL MED (100%)	15/12/2016	primo periodo	x		748,6
2138	Mare	Zona F	F.R 43.GM	GLOBAL MED (100%)	07/12/2018	primo periodo			729,5
2139	Mare	Zona F	F.R 44.GM	GLOBAL MED (100%)	07/12/2018	primo periodo			744,6
2140	Mare	Zona F	F.R 45.GM	GLOBAL MED (100%)	07/12/2018	primo periodo			749,1

## LEGENDA COLORI

 Permessi di ricerca che alla data del 13/02 2019 erano già sospesi su istanza di parte

## CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI VIGENTI AL 30-09-2021



## PIANO

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

id	ub	regione/zona	concessione	ultimo-anno produzione	titolari	conferimento	periodo-vigenza	scadenza	proroga	rinuncia	scaduta	area-kmq	2020-gas-smc	2020-olio-kg
930	Terra	Abruzzo	MIGLIANICO	2004	ENI (100%)	19/04/2002	primo periodo	19/04/2022	x			16,60	0	0
937	Terra	Abruzzo	COLLE S. GIOVANNI	2019	ENI (50% r.u.) - GAS PLUS ITALIANA (50%)	19/01/2012	primo periodo	19/01/2032		x		22,80	0	0
788	Terra	Abruzzo	FILETTO	2017	GAS PLUS ITALIANA (100%)	30/05/1972	prima proroga	30/05/2012	x			38,12	0	0
864	Terra	Abruzzo	S. MAURO	2021	GAS PLUS ITALIANA (82% r.u.) - CANOEL ITALIA (18%)	09/02/1990	primo periodo	09/02/2020	x			10,12	1.543.108	0
939	Terra	Abruzzo	AGLAVIZZA	2019	ROCKHOPPER CIVITA (100%)	17/12/2012	primo periodo	17/12/2032				7,32	0	0
854	Terra	Abruzzo	SAN BASILE	1999	ROCKHOPPER ITALIA (85% r.u.) - IRMINIO (15%)	06/12/1988	primo periodo	06/12/2018	x			5,09	0	0
810	Terra	Abruzzo - Molise	FIUME TRESTE	2006	ENI (100%)	24/11/1977	seconda proroga	21/12/2005			x	115,60	0	0
857	Terra	Basilicata	S. TEODORO	2001	CANOEL ITALIA (100%)	05/09/1989	primo periodo	05/09/2019	x			5,22	0	0
836	Terra	Basilicata	MASSERIA MONACO	2008	ENERGEAN ITALY (50% r.u.) - ENI (50%)	08/07/1986	primo periodo	08/07/2016	x			35,93	0	0
783	Terra	Basilicata	GARAGUSO	2021	ENERGEAN ITALY (50,33% r.u.) - GAS PLUS ITALIANA (49,67%)	07/06/1969	prima proroga	07/06/2009	x			69,62	40.282.240	0
816	Terra	Basilicata	CALCIANO	2007	ENI (100%)	25/01/1982	primo periodo	25/01/2012			x	65,26	0	0
802	Terra	Basilicata	SERRA PIZZUTA	2021	ENI (100%)	04/05/1976	prima proroga	10/09/2001	x			62,55	6.867.384	0
932	Terra	Basilicata	VAL D'AGRI	2021	ENI (61% r.u.) - SHELL ITALIA E&P (39%)	28/12/2005	primo periodo	26/10/2019	x			525,90	1.300.770.699	2.868.978.368
823	Terra	Basilicata	TEMPA ROSSA	2003	ENI (70% r.u.) - ENERGEAN ITALY (30%)	04/04/1983	primo periodo	04/04/2013			x	69,05	0	0
846	Terra	Basilicata	IL SALICE	2014	GAS PLUS ITALIANA (100%)	27/03/1988	primo periodo	27/03/2018	x			15,73	0	0
808	Terra	Basilicata	MONTI MORRONE	2019	GAS PLUS ITALIANA (100%)	01/09/1977	prima proroga	01/09/2017	x			17,42	0	0
751	Terra	Basilicata	NOVA SIRI SCALO	2013	GAS PLUS ITALIANA (100%)	24/05/1963	seconda proroga	24/05/2003			x	7,50	0	0
834	Terra	Basilicata	ORSINO	2002	GAS PLUS ITALIANA (100%)	02/12/1984	primo periodo	02/12/2014			x	144,89	0	0
927	Terra	Basilicata	RECOLETA	2017	GAS PLUS ITALIANA (100%)	08/09/1999	primo periodo	08/09/2019	x			28,90	0	0
874	Terra	Basilicata	MASSERIA VIORANO	2021	PENGAS ITALIANA (100%)	10/10/1989	primo periodo	10/10/2019	x			2,60	158.894	0
865	Terra	Basilicata	SCANZANO	2014	ROCKHOPPER ITALIA (100%)	13/12/1991	primo periodo	13/12/2021	x			15,75	0	0
870	Terra	Basilicata	MONTI VERDESE	2014	ROCKHOPPER ITALIA (60% r.u.) - GAS PLUS ITALIANA (30%) - PETROREP ITALIANA (10%)	28/06/1992	primo periodo	28/06/2022		x		5,21	0	0
928	Terra	Basilicata	GORGOGNONE	2021	TOTAL E&P ITALIA (50% r.u.) - SHELL ITALIA E&P (25%) - MITSUI E&P ITALIA B (25%)	19/11/1999	prima proroga	14/07/2023	x			290,59	148.720.244	1.640.655.985
859	Terra	Basilicata - Calabria	POLICORO	2019	GAS PLUS ITALIANA (100%)	30/09/1990	primo periodo	30/09/2020	x			67,52	0	0
789	Terra	Basilicata - Puglia	CANDELA	2017	ENI (60,5% r.u.) - ENERGEAN ITALY (39,5%)	29/09/1972	terza proroga	31/05/2013	x			331,90	0	0
809	Terra	Calabria	CAPO COLONNE	2021	ENI (100%)	03/09/1977	prima proroga	02/09/2017	x			64,68	5.611.441	0
704	Terra	Emilia Romagna	BARIGAZZO	2021	AIMAG (100%)	23/11/1936	terza proroga	22/11/2011	x			1,43	331.208	0
845	Terra	Emilia Romagna	MONTI CANTIERE	2021	AIMAG (100%)	13/07/1988	primo periodo	13/07/2018	x			11,76	101.264	0
706	Terra	Emilia Romagna	VETTA	2021	AIMAG (100%)	28/04/1937	quarta proroga	28/04/2012	x			1,62	513.816	0
943	Terra	Emilia Romagna	BAGNACAVALLI	0	ALEANNA ITALIA (100%)	07/12/2018	primo periodo	07/12/2038				14,75	0	0
942	Terra	Emilia Romagna	S. ALBERTO	0	APENNINE ENERGY (100%)	19/02/2013	primo periodo	19/02/2032				9,74	0	0
935	Terra	Emilia Romagna	SILLARO	2020	APENNINE ENERGY (100%)	29/10/2008	primo periodo	29/10/2028				7,37	1.381.589	0
703	Terra	Emilia Romagna	GRECCHIA	2021	CH4 LIZZANO (100%)	12/10/1936	terza proroga	12/10/2011	x			0,16	471.302	0
711	Terra	Emilia Romagna	POZZA	2021	CH4 LIZZANO (100%)	30/12/1959	seconda proroga	30/12/2014	x			3,09	0	0
709	Terra	Emilia Romagna	TRIGNANO	2021	COIMEPA SERVIZI (100%)	18/03/1955	sesta proroga	19/03/2015	x			0,67	0	0
902	Terra	Emilia Romagna	DOSSO DEGLI ANGELI	2021	ENI (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2017	x			88,44	77.949.834	0
837	Terra	Emilia Romagna	PIGAZZANO	2021	GAS PLUS ITALIANA (100%)	24/05/1984	primo periodo	24/05/2014	x			21,93	1.248.174	0
918	Terra	Emilia Romagna	RECOVATO	2020	GAS PLUS ITALIANA (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2017	x			9,80	411.886	0
878	Terra	Emilia Romagna	MONTEDARDONE	2021	GAS PLUS ITALIANA (67% r.u.) - IRMINIO (26%) - PETROREP ITALIANA (7%)	06/08/1993	primo periodo	06/08/2023	x			9,75	6.969.086	0
881	Terra	Emilia Romagna	FORNOVO DI TARO	2021	GAS PLUS ITALIANA (71,43% r.u.) - IRMINIO (21,43%) - PETROREP ITALIANA (7,14%)	24/01/1994	primo periodo	24/01/2024				8,55	3.765.529	0
884	Terra	Emilia Romagna	BOMBIANA	2021	LAZZI GAS (100%)	09/08/1994	primo periodo	09/08/2024				16,17	0	0
712	Terra	Emilia Romagna	CA' BELLAVISTA	2021	LAZZI GAS (100%)	26/04/1960	quinta proroga	26/01/2015	x			1,54	0	0
713	Terra	Emilia Romagna	GAGGIOLA	2021	LAZZI GAS (100%)	30/04/1960	terza proroga	30/04/2015	x			9,06	1.370.514	0
718	Terra	Emilia Romagna	MOLINAZZO	2021	LAZZI GAS (100%)	05/12/1979	quarta proroga	05/12/2014	x			2,22	0	0
707	Terra	Emilia Romagna	SALGASTRI	2021	LAZZI GAS (100%)	24/10/1938	quarta proroga	24/10/2013	x			11,45	0	0
936	Terra	Emilia Romagna	MEZZOCOLLE	2021	SOCIETÀ PADANA ENERGIA (100%)	17/07/2006	primo periodo	17/07/2026				103,10	26.420.575	0
888	Terra	Emilia Romagna	POMPOSA	2006	SOCIETÀ PADANA ENERGIA (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2017	x			29,25	0	0
916	Terra	Emilia Romagna	PORTO CORSINI TERRA	2014	SOCIETÀ PADANA ENERGIA (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2017			x	56,65	0	0
917	Terra	Emilia Romagna	RAVENNA TERRA	1992	SOCIETÀ PADANA ENERGIA (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2012	x			68,68	0	0
920	Terra	Emilia Romagna	SAN POTITO	2003	SOCIETÀ PADANA ENERGIA (100%)	01/01/1997	prima proroga	01/01/2007	x			73,78	0	0
924	Terra	Emilia Romagna	SANTERNO	2021	SOCIETÀ PADANA ENERGIA (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2017	x			19,65	1.902.159	0
914	Terra	Emilia Romagna	SPILAMBERTO	2021	SOCIETÀ PADANA ENERGIA (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2017	x			88,08	16.921.756	0
931	Terra	Emilia Romagna	QUARTO	2021	SOCIETÀ PADANA ENERGIA (66,67% r.u.) - ENERGEAN ITALY (33,33%)	12/01/2004	primo periodo	12/01/2024				14,60	1.102.257	0
749	Terra	Emilia Romagna	POGGIO CASTIONE	2021	SOCOPLUS (100%)	22/01/1962	seconda proroga	22/01/2012	x			1,15	83.062	0
726	Terra	Emilia Romagna	SALSOMAGGIORE I	2021	TERME DI SALSOMAGGIORE E DI TABIANO (100%)	11/07/1897	perpetua					4,37	320.147	0
725	Terra	Emilia Romagna	SALSOMAGGIORE II	2021	TERME DI SALSOMAGGIORE E DI TABIANO (100%)	08/06/1893	perpetua					9,55	0	0
892	Terra	Emilia Romagna - Lombardia	CORTEMAGGIORE	2021	ENI (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2017			x	146,03	0	0
894	Terra	Emilia Romagna - Lombardia	PONTETIDONE	2016	GAS PLUS ITALIANA (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2017	x			29,13	0	0
915	Terra	Emilia Romagna - Lombardia	MIRANDOLA	2021	SOCIETÀ PADANA ENERGIA (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2017	x			60,86	791.732	27.959.810

## PIANO

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

858	Terra	Emilia Romagna - Marche	MISANO ADRIATICO	2021	CANOEL ITALIA (100%)	20/06/1990	primo periodo	20/06/2020	x			2,48	288.774	0
926	Terra	Emilia Romagna - Toscana	PIETRAMALA	2021	SIM (100%)	04/08/1999	primo periodo	14/01/2011	x			27,16	812.407	0
886	Terra	Emilia Romagna - Zona A	MANARA	2008	ENI (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2017		x		54,13	0	0
869	Terra	Friuli Venezia Giulia - Veneto	S. ANDREA	2015	CANOEL ITALIA (40% r.u.) - ENERGEAN ITALY (50%) - PETROREP ITALIANA (10%)	08/08/1992	primo periodo	08/08/2022	x			9,53	0	0
785	Terra	Lazio	STRANGOLAGALLI	2014	PENTEX ITALIA (100%)	04/08/1969	seconda proroga	04/08/2014	x			12,88	0	0
934	Terra	Lombardia	CASCINA CASTELLO	2020	APENNINE ENERGY (100%)	22/10/2008	primo periodo	22/10/2028				28,94	1.202.465	0
905	Terra	Lombardia	BAGNOLO MELLA	2004	ENI (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2017		x		60,43	0	0
910	Terra	Lombardia	CANONICA	0	ENI (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2002		x		53,02	0	0
890	Terra	Lombardia	CAVIAGA	2021	ENI (100%)	01/01/1997	seconda proroga	01/01/2022	x			113,87	4.494.831	0
891	Terra	Lombardia	CIGNONE	2001	ENI (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2017		x		135,59	0	0
904	Terra	Lombardia	GAGGIANO	2003	ENI (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2007		x		101,64	0	0
911	Terra	Lombardia	PESSANO	0	ENI (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2012		x		57,85	0	0
906	Terra	Lombardia	SAN GERVASIO	0	ENI (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2017		x		77,45	0	0
897	Terra	Lombardia	SORESINA	2021	ENI (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2017	x			84,82	7.233.680	0
889	Terra	Lombardia	CASTEGGIO	2016	GAS PLUS ITALIANA (100%)	01/01/1997	prima proroga	01/01/2027				26,72	0	0
908	Terra	Lombardia	OVANENGO	2015	SOCIETÀ PADANA ENERGIA (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2017		x		41,11	0	0
913	Terra	Lombardia	SETTALA	2002	SOCIETÀ PADANA ENERGIA (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2017	x			33,75	0	0
899	Terra	Lombardia	VECOVATO	2009	SOCIETÀ PADANA ENERGIA (100%)	01/01/1997	terza proroga	01/01/2017	x			14,56	0	0
900	Terra	Lombardia - Piemonte	VILLAFORTUNA-TRECCATE	2021	ENI (100%)	01/01/1997	prima proroga	01/01/2027				132,50	7.958.075	12.681.429
938	Terra	Marche	RAPAGNANO	2021	APENNINE ENERGY (100%)	28/11/2012	primo periodo	28/11/2022				8,49	2.367.005	0
940	Terra	Marche	SAN LORENZO	2020	APENNINE ENERGY (100%)	24/02/2032	primo periodo	24/02/2032				4,92	254.858	0
800	Terra	Marche	FIUME TENNA	2021	ENERGEAN ITALY (100%)	17/07/1975	prima proroga	17/07/2015	x			22,06	37.612	0
862	Terra	Marche	SAN MARCO	2021	ENERGEAN ITALY (100%)	09/07/1991	primo periodo	09/07/2021	x			40,09	509.723	0
867	Terra	Marche	MONTE URANO	2020	ENERGEAN ITALY (40% r.u.) - ENI (60%)	26/10/1989	primo periodo	26/10/2019	x			37,35	107.949	0
877	Terra	Marche	MASSIGNANO	2021	ENERGEAN ITALY (50% r.u.) - GAS PLUS ITALIANA (50%)	06/12/1992	primo periodo	06/12/2022	x			85,96	392.076	0
839	Terra	Marche	MONTIGNANO	2021	ENERGEAN ITALY (50% r.u.) - GAS PLUS ITALIANA (50%)	17/07/1986	primo periodo	17/07/2016	x			93,48	1.573.652	0
796	Terra	Marche	TORRENTE MENOCCHIA	2014	ENERGEAN ITALY (88% r.u.) - PETROREP ITALIANA (12%)	20/01/1974	prima proroga	20/01/2014	x			23,30	0	0
795	Terra	Marche	MONTE CASTELLANO	2014	ENI (50% r.u.) - ENERGEAN ITALY (50%)	30/06/1974	prima proroga	30/06/2014		x		25,00	0	0
826	Terra	Marche	S. BENEDETTO DEL TRONTO	2015	ENI (85,5% r.u.) - ENERGEAN ITALY (12,5%) - GAS PLUS ITALIANA (2%)	10/09/1984	primo periodo	10/09/2014		x		87,22	0	0
933	Terra	Marche	CAPPARUCCIA	2016	ENI (95% r.u.) - ENERGEAN ITALY (5%)	11/07/2006	primo periodo	11/07/2026		x		59,55	0	0
871	Terra	Marche	CASA MAGGI	2021	GAS PLUS ITALIANA (100%)	26/10/1992	primo periodo	26/10/2022	x			2,49	388.658	0
829	Terra	Marche	MACERATA	2021	GAS PLUS ITALIANA (100%)	12/08/1984	primo periodo	12/08/2014	x			2,50	284.326	0
842	Terra	Marche	S. MARIA NUOVA	2001	GAS PLUS ITALIANA (100%)	08/07/1987	primo periodo	08/07/2017	x			5,00	0	0
841	Terra	Marche	SETTEFINESTRE	2016	GAS PLUS ITALIANA (100%)	08/07/1987	primo periodo	08/07/2017	x			39,89	0	0
875	Terra	Marche	MONTEGRANARO	2011	GAS PLUS ITALIANA (25% r.u.) - ENERGEAN ITALY (50%) - ENI (25%)	09/11/1992	primo periodo	09/11/2022	x			32,33	0	0
853	Terra	Marche	PORTO CIVITANOVA	2014	GAS PLUS ITALIANA (60% r.u.) - ENERGEAN ITALY (40%)	09/06/1989	primo periodo	09/06/2019	x			54,05	0	0
856	Terra	Molise	TORRENTE CIGNO	2021	CANOEL ITALIA (45% r.u.) - GAS PLUS ITALIANA (55%)	07/03/1989	primo periodo	07/03/2019	x			28,94	1.027.108	0
790	Terra	Molise	COLLE DI LAURO	2021	ENERGEAN ITALY (62,42% r.u.) - GAS PLUS ITALIANA (25,08%) - ENI (12,5%)	09/10/1972	terza proroga	13/09/2019	x			33,62	19.197.286	0
819	Terra	Molise	MASSERIA VERTICCHIO	2021	ENI (100%)	01/07/1982	quarta proroga	10/02/2024				28,90	53.534.610	12.141.621
828	Terra	Molise	MAFALDA	2020	GAS PLUS ITALIANA (60% r.u.) - ENERGEAN ITALY (40%)	03/12/1984	prima proroga	03/12/2024				43,42	110.422	0
849	Terra	Molise - Puglia	MASSERIA GROTTAVECCHIA	0	CANOEL ITALIA (20% r.u.) - GAS PLUS ITALIANA (58,25%) - ENERGEAN ITALY (13,75%) - IRMINIO (1,00%)	06/09/1988	primo periodo	06/09/2018	x			2,60	0	0
868	Terra	Puglia	MASSERIA PETRILLI	2015	CANOEL ITALIA (50% r.u.) - GAS PLUS ITALIANA (50%)	19/05/1990	primo periodo	19/05/2020		x		10,29	0	0
843	Terra	Puglia	PECORARO	2014	ENI (100%)	09/02/1988	primo periodo	01/08/2005		x		40,87	0	0
762	Terra	Puglia	SEDIA D'ORLANDO	2015	ENI (100%)	13/02/1965	terza proroga	13/02/2015	x			4,22	0	0
805	Terra	Puglia	TORRENTE VULGANO	2001	ENI (100%)	04/03/1977	primo periodo	04/03/2007		x		41,75	0	0
804	Terra	Puglia	TERTIVERI	2021	ENI (70% r.u.) - GAS PLUS ITALIANA (30%)	22/10/1976	seconda proroga	12/02/2009	x			55,20	71.483.017	0
798	Terra	Puglia	MASSERIA ACQUASALSA	2016	GAS PLUS ITALIANA (46,03% r.u.) - ENERGEAN ITALY (45,17%) - CANOEL ITALIA (8,8%)	24/01/1975	primo periodo	24/01/2005		x		41,22	0	0
885	Terra	Puglia	LUCERA	2016	GAS PLUS ITALIANA (81,6% r.u.) - CANOEL ITALIA (13,6%) - ENERGEAN ITALY (4,8%)	01/01/1995	prima proroga	31/07/2017	x			54,07	0	0
876	Terra	Puglia	VALLE DEL ROVELLO	2020	METANO PUGLIA (100%)	20/11/1992	primo periodo	20/11/2022				2,57	11.106	0
861	Terra	Puglia	TORRENTE CELONE	2013	ROCKHOPPER ITALIA (50% r.u.) - ENERGEAN ITALY (50%)	05/04/1991	primo periodo	05/04/2021	x			59,20	0	0
850	Terra	Toscana	TOMBOLO	2021	SIM (100%)	05/04/1988	primo periodo	05/04/2018	x			285,98	2.055.600	0
941	Terra	Veneto	CASA TONETTO	2017	APENNINE ENERGY (100%)	14/07/2015	primo periodo	14/07/2035				2,18	0	0
321	Sicilia	Sicilia	COMISO SECONDO	2021	EDISON IDROCARBURI SICILIA (100%)	21/05/1966	quinta proroga	20/05/2021				3,70	4.839.081	0
320	Sicilia	Sicilia	BRONTE-S.NICOLA	2021	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI (100%)	02/03/1963	terza proroga	02/03/2023				14,23	27.315.622	0
331	Sicilia	Sicilia	CASE SCHILLACI	2021	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI (100%)	02/07/2004	primo periodo	01/07/2024				52,50	14.828.031	0
322	Sicilia	Sicilia	FIUMETTO	2021	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI (100%)	24/08/1991	prima proroga	24/08/2021				20,94	46.216.033	0
323	Sicilia	Sicilia	GAGLIANO	2021	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI (100%)	01/09/1962	quarta proroga	01/09/2022				116,23	17.320.284	0
324	Sicilia	Sicilia	GELA-AGIP	2021	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI (100%)	09/08/1958	seconda proroga	09/08/2023				92,22	7.610.199	235.549.573
325	Sicilia	Sicilia	GIURORONE	2021	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI (100%)	29/09/1984	terza proroga	29/09/2024				13,00	1.093.730	97.697.895
327	Sicilia	Sicilia	LIPPONE-MAZARA	2021	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI (100%)	22/12/1960	quinta proroga	13/10/2022				16,57	4.843.179	0

## PIANO

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

328	Sicilia	Sicilia	RAGUSA	2021	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI (100%)	30/11/1954	quarta proroga	30/11/2024				77,56	14.335.846	7.212.296
329	Sicilia	Sicilia	ROCCA CAVALLO	2021	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI (100%)	08/06/1991	prima proroga	08/06/2021				29,33	25.017.096	0
332	Sicilia	Sicilia	SAMPERI	2010	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI (100%)	01/10/2004	primo periodo	30/09/2024				69,20	0	0
333	Sicilia	Sicilia	S. ANNA	2021	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI (45% r.u.) - IRMINIO (30%) - EDISON IDROCARBURI SICILIA (25%)	29/04/2009	primo periodo	29/04/2029				22,23	1.193.007	29.565.966
326	Sicilia	Sicilia	IRMINIO	2021	IRMINIO (100%)	25/01/1992	prima proroga	25/01/2022				39,76	0	7.766.229
1014	Mare	Emilia Romagna - Zona A	A.C 27.EA	2021	ENI (100%)	01/01/1997	prima proroga	01/01/2027				110,00	95.373.001	0
956	Mare	Zona A	A.C 1.AG	2021	ENI (100%)	13/09/1970	quarta proroga	14/09/2025				70,02	92.378.249	0
980	Mare	Zona A	A.C 10.AG	0	ENI (100%)	23/10/1979	prima proroga	23/10/2019			x	76,95	0	0
981	Mare	Zona A	A.C 11.AG	2021	ENI (100%)	23/10/1979	seconda proroga	23/10/2024				84,67	94.105.225	0
984	Mare	Zona A	A.C 12.AG	2021	ENI (100%)	23/10/1979	seconda proroga	23/10/2024				49,31	79.334.401	0
1001	Mare	Zona A	A.C 18.AG	2021	ENI (100%)	04/09/1987	prima proroga	03/09/2027				39,34	132.200.551	0
958	Mare	Zona A	A.C 2.AS	2021	ENI (100%)	03/12/1970	quarta proroga	03/12/2025				26,95	31.326.227	0
1011	Mare	Zona A	A.C 24.EA	2019	ENI (100%)	01/01/1997	prima proroga	01/01/2027				4,86	0	0
1012	Mare	Zona A	A.C 25.EA	2021	ENI (100%)	01/01/1997	prima proroga	01/01/2027				11,21	13.295.629	0
1013	Mare	Zona A	A.C 26.EA	2021	ENI (100%)	01/01/1997	prima proroga	01/01/2027				131,25	27.413.057	0
1015	Mare	Zona A	A.C 28.EA	2018	ENI (100%)	01/01/1997	primo periodo	23/04/2021			x	24,61	0	0
1016	Mare	Zona A	A.C 29.EA	2021	ENI (100%)	01/01/1997	prima proroga	01/01/2027				81,85	43.397.865	0
1017	Mare	Zona A	A.C 30.EA	2021	ENI (100%)	01/01/1997	prima proroga	01/01/2027				114,37	134.367	0
1019	Mare	Zona A	A.C 32.AG	2021	ENI (100%)	30/11/1994	primo periodo	30/11/2024				190,04	11.527.251	0
1021	Mare	Zona A	A.C 33.AG	2021	ENI (100%)	26/01/1996	prima proroga	26/01/2026				51,27	75.805.339	0
1022	Mare	Zona A	A.C 34.AG	2021	ENI (100%)	19/06/2004	primo periodo	19/06/2024				147,30	10.409.823	0
964	Mare	Zona A	A.C 5.AV	2021	ENI (100%)	03/03/1974	terza proroga	03/03/2024				22,14	25.723.259	0
965	Mare	Zona A	A.C 7.AS	2021	ENI (100%)	12/11/1974	seconda proroga	12/11/2019			x	210,16	268.703.308	0
952	Mare	Zona A	CERVIA MARE	2021	ENI (100%)	12/09/1966	sesta proroga	12/09/2026				43,40	254.948.441	0
1008	Mare	Zona A	PORTO CORSINI MARE	2021	ENI (100%)	01/10/1996	quarta proroga	14/09/2025				100,60	9.578.362	0
985	Mare	Zona A	A.C 13.AS	2021	ENI (51% r.u.) - ENERGEAN ITALY (49%)	23/10/1979	seconda proroga	23/10/2024				61,66	30.954.957	0
1006	Mare	Zona A	A.C 21.AG	2021	ENI (51% r.u.) - ENERGEAN ITALY (49%)	09/11/1994	primo periodo	09/11/2024				99,84	18.237.465	0
1024	Mare	Zona A	A.C 36.AG	2021	ENI (60% r.u.) - ENERGEAN ITALY (40%)	21/02/2006	primo periodo	21/02/2026				22,21	1.784.644	0
1000	Mare	Zona A	A.C 17.AG	2021	ENI (75% r.u.) - ENERGEAN ITALY (25%)	26/05/1987	prima proroga	26/05/2027				78,92	16.288.183	0
1023	Mare	Zona A	A.C 35.AG	2021	ENI (80% r.u.) - ROCKHOPPER ITALIA (20%)	25/11/2002	prima proroga	25/11/2022				22,03	25.324.126	0
970	Mare	Zona A	A.C 8.ME	2020	ENI (81% r.u.) - ENERGEAN ITALY (19%)	05/11/1975	terza proroga	05/11/2025				16,85	362.851	0
1005	Mare	Zona A - Alto Adriatico	A.C 20.AG	0	ENI (100%)	07/03/1994	primo periodo	07/03/2024				67,64	0	0
1010	Mare	Zona A - Alto Adriatico	A.C 23.EA	0	ENI (100%)	01/01/1997	primo periodo	01/01/2017			x	71,28	0	0
978	Mare	Zona A - Alto Adriatico	A.C 9.AG	0	ENI (100%)	23/10/1979	primo periodo	23/10/2009			x	138,59	0	0
989	Mare	Zona A - Alto Adriatico	A.C 14.AS	0	ENI (50% r.u.) - ENERGEAN ITALY (50%)	18/03/1981	prima proroga	18/03/2026				80,89	0	0
995	Mare	Zona A - Alto Adriatico	A.C 16.AG	0	ENI (70% r.u.) - ENERGEAN ITALY (30%)	19/05/1985	primo periodo	19/05/2015			x	539,84	0	0
1004	Mare	Zona A - Alto Adriatico	A.C 19.PI	0	ENI (85% r.u.) - ROCKHOPPER ITALIA (15%)	07/03/1994	primo periodo	30/11/2023				157,60	0	0
990	Mare	Zona A - Alto Adriatico	A.C 15.AX	0	ENI (90% r.u.) - ENERGEAN ITALY (10%)	18/03/1981	primo periodo	18/03/2011			x	75,62	0	0
971	Mare	Zona B	B.C 8.LF	2021	ENERGEAN ITALY (61,72% r.u.) - ENI (38,28%)	09/03/1978	prima proroga	09/03/2023			x	277,30	0	145.093.543
954	Mare	Zona B	B.C 1.LF	2021	ENERGEAN ITALY (95% r.u.) - GAS PLUS ITALIANA (5%)	27/08/1970	quarta proroga	27/08/2025				45,95	14.431	0
957	Mare	Zona B	B.C 2.LF	2021	ENERGEAN ITALY (95% r.u.) - GAS PLUS ITALIANA (5%)	02/12/1970	quarta proroga	02/12/2025				35,06	3.050.435	0
968	Mare	Zona B	B.C 7.LF	2021	ENERGEAN ITALY (95% r.u.) - GAS PLUS ITALIANA (5%)	29/05/1974	terza proroga	29/05/2024			x	101,50	3.039.519	85.932.093
993	Mare	Zona B	B.C 15.AV	2014	ENI (100%)	12/01/1982	prima proroga	12/01/2022				168,79	0	0
996	Mare	Zona B	B.C 17.TO	2021	ENI (100%)	18/10/1988	primo periodo	18/10/2028				128,00	145.820.932	0
997	Mare	Zona B	B.C 18.RI	2021	ENI (100%)	18/10/1988	primo periodo	18/10/2018			x	74,43	211.808	0
1020	Mare	Zona B	B.C 22.AG	2021	ENI (100%)	01/10/1994	prima proroga	01/10/2024				23,27	1.166.985	0
1025	Mare	Zona B	B.C 23.AG	2021	ENI (100%)	21/09/2006	primo periodo	21/09/2026				27,31	22.458.744	0
961	Mare	Zona B	B.C 3.AS	2021	ENI (100%)	07/07/1973	seconda proroga	07/07/2018			x	221,69	6.366.915	0
962	Mare	Zona B	B.C 4.AS	2021	ENI (100%)	07/07/1973	seconda proroga	07/07/2018			x	147,17	10.153.475	0
966	Mare	Zona B	B.C 5.AS	2021	ENI (100%)	12/11/1974	terza proroga	11/11/2024				58,24	24.616.665	0
977	Mare	Zona B	B.C 10.AS	2021	ENI (51% r.u.) - ENERGEAN ITALY (49%)	27/05/1980	seconda proroga	27/05/2025				153,70	42.221.848	0
979	Mare	Zona B	B.C 11.AS	0	ENI (51% r.u.) - ENERGEAN ITALY (49%)	26/06/1981	prima proroga	26/06/2021			x	62,38	0	0
988	Mare	Zona B	B.C 12.AS	0	ENI (51% r.u.) - ENERGEAN ITALY (49%)	27/05/1980	primo periodo	27/05/2020			x	10,00	0	0
986	Mare	Zona B	B.C 13.AS	2021	ENI (51% r.u.) - ENERGEAN ITALY (49%)	27/05/1980	seconda proroga	27/05/2025				321,70	297.002.182	0
987	Mare	Zona B	B.C 14.AS	2021	ENI (51% r.u.) - ENERGEAN ITALY (49%)	27/05/1980	seconda proroga	27/05/2025				133,90	127.225.285	0
1002	Mare	Zona B	B.C 20.AS	0	ENI (51% r.u.) - ENERGEAN ITALY (49%)	27/05/1980	primo periodo	27/05/2010			x	82,21	0	0
1007	Mare	Zona B	B.C 21.AG	2013	ENI (51% r.u.) - ENERGEAN ITALY (49%)	09/11/1994	primo periodo	09/11/2024			x	82,88	0	0
973	Mare	Zona B	B.C 9.AS	2021	ENI (66,67% r.u.) - ENERGEAN ITALY (33,33%)	20/11/1978	seconda proroga	20/11/2023				37,90	9.576.382	0
991	Mare	Zona C	C.C 6.EO	2021	ENERGEAN ITALY (60% r.u.) - ENI (40%)	17/02/1984	prima proroga	28/12/2022			x	184,80	790.939	107.743.128
955	Mare	Zona C	C.C 1.AG	2021	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI (100%)	18/08/1967	quarta proroga	18/08/2022			x	79,91	1.819.492	36.767.282

PIANO

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

975	Mare	Zona C	C.C 3.AG	2021	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI (100%)	13/06/1980	seconda proroga	13/06/2025				139,80	1.444.728	65.930.444
963	Mare	Zona D	D.C 1.AG	2021	ENI (100%)	07/07/1973	terza proroga	07/07/2023	x			79,06	283.734.646	0
972	Mare	Zona D	D.C 2.AG	2021	ENI (100%)	24/07/1978	seconda proroga	24/07/2023	x			22,62	24.808.726	0
983	Mare	Zona D	D.C 4.AG	2021	ENI (100%)	31/03/1981	seconda proroga	31/03/2026				14,73	50.726.082	0
1003	Mare	Zona F	F.C 2.AG	2018	ENI (100%)	25/05/1990	primo periodo	25/05/2020			x	556,31	0	0
1026	Mare	Zona G	G.C 1.AG	0	ENI (60% r.u.) - ENERGEAN ITALY (40%)	31/10/2014	primo periodo	31/10/2034				145,60	0	0

LEGENDA COLORI

Concessioni in produzione al 30/6/2021.

Concessioni che hanno cessato o sospeso la produzione.

Concessioni che non hanno mai prodotto.

Concessioni in alto Adriatico, la produzione è sospesa ai sensi dell'art. 8 del Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112 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.

Concessioni con istanza di rinuncia. Sono in corso le procedure di verifica dell'avvenuta realizzazione delle attività di ripristino minerario per l'accettazione della rinuncia.

Concessioni scadute. Sono in corso le procedure di verifica dell'avvenuta realizzazione delle attività di ripristino minerario per la cancellazione del titolo dall'elenco.

NOTE

Le produzioni delle concessioni BOMBIANA, CA'BELLAVISTA, GAGGIOLA, MOLINAZZO e SALGASTRI sono riportate tra loro aggregate nella concessione GAGGIOLA.

Le produzioni delle concessioni POZZA e GRECCHIA sono riportate tra loro aggregate nella concessione GRECCHIA

Le produzioni delle concessioni SALSOMAGGIORE I e SALSOMAGGIORE II sono riportate tra loro aggregate nella concessione SALSOMAGGIORE I

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

redatto ai sensi della Legge 11 febbraio 2019, n. 12

previa VAS e d'intesa, per la terraferma, con la Conferenza Unificata

## **APPENDICE A al PIANO**

### **ATTIVITÀ DI STUDIO E RICERCA**

## **ATTIVITÀ DI STUDIO E RICERCA PER LA VALUTAZIONE DELLE IMPLICAZIONI AMBIENTALI E SOCIO-ECONOMICHE DELL'EVENTUALE DISMISSIONE DI IMPIANTI E CONCESSIONI A TERRA - RAPPORTO TECNICO DI R.S.E. S.p.A.**

Il MiSE (ex-DGS-UNMIG) ad ottobre 2019 aveva affidato alla società Ricerca sul Sistema Energetico R.S.E. S.p.A. il compito di svolgere un'attività di studio e ricerca metodologica –per la valutazione delle implicazioni ambientali e socio-economiche dell'eventuale dismissione di impianti e concessioni a terra. La finalità dell'attività di studio e ricerca era di analizzare la possibilità di implementare alcune metodologie sul tema predetto (a titolo esemplificativo descritte di seguito) tramite l'applicazione dell'analisi costi-benefici a soli due casi di studio tra loro molto diversi, ovvero alle concessioni presenti in due Regioni italiane, di cui una del Nord ed una del Sud Italia.

Al fine del completamento/perfezionamento dell'attività di studio in parola da applicarsi su tutti i territori regionali interessati dalle concessioni di coltivazioni di idrocarburi, il MiTE ha rinnovato in data 01/04/2021 l'incarico predetto a R.S.E. S.p.A.

## **METODO DI ANALISI COSTI-BENEFICI (CBA) PER LA VALUTAZIONE DEL MANCATO RINNOVO DI UNA CONCESSIONE**

Il lavoro di studio e ricerca svolto da RSE ha portato alla predisposizione di un approccio metodologico basato sull'analisi costi-benefici (CBA), quale strumento di supporto alle decisioni al fine di individuare le concessioni, che a scadenza del titolo minerario, converrebbe rinnovare in virtù del loro impatto ambientale e socio-economico sul territorio.

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

Lo strumento decisionale proposto si basa sul metodo dell'analisi costi-benefici (CBA<sup>2</sup>), in cui **tutti gli impatti** (siano essi negativi o positivi) **vengono tradotti in un unico metro di misura**, di tipo monetario (euro). La metodologia di CBA proposta consente di individuare le attività estrattive «esposte» ad una dismissione anticipata (o meglio le concessioni che potrebbero non usufruire di ulteriore proroga), vale a dire quelle la cui prosecuzione comporta benefici per la collettività inferiori ai costi.

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

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

- l'attività di coltivazione di idrocarburi prosegue fino all'esaurimento delle riserve (scenario di baseline);

---

<sup>2</sup> CBA acronimo inglese di Cost Benefit Analysis

- l'attività di coltivazione di idrocarburi continua fino alla data di scadenza della concessione (scenario denominato di decommissioning).

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

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

L'analisi CBA consente di individuare le attività estrattive esposte ad una dismissione anticipata (o meglio la cui vigenza potrebbe non essere soggetta a ulteriore proroga), vale a dire quelle la cui prosecuzione comporta benefici inferiori ai costi. Il mancato rinnovo di un titolo minerario comporta degli **svantaggi** (costi) e dei **vantaggi** (benefici) per la collettività. Tra i costi si annoverano le perdite per l'economia dovute al venir meno della produzione nazionale di un certo quantitativo di idrocarburi e alla mancata realizzazione delle misure compensative definite negli eventuali accordi tra enti regionali ed operatori.

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

- impatto della mancata produzione di idrocarburi sul Valore Aggiunto<sup>3</sup> nazionale (costo), MP;
- impatto delle attività di produzione fotovoltaica nelle aree precedentemente occupate dalle centrali di trattamento sul Valore Aggiunto nazionale (beneficio), PV;
- impatto delle attività di decommissioning sul Valore Aggiunto nazionale (beneficio), Decom;
- impatto delle emissioni evitate (beneficio), Emis.;
- impatto del ripristino dei servizi ecosistemici (beneficio), Serv.Eco.;
- impatto visivo evitato degli impianti estrattivi (beneficio), *Imp.Vis.*

<sup>3</sup> Il Valore Aggiunto (VA) è l'aggregato che consente di apprezzare la crescita del sistema economico in termini di nuovi beni e servizi messi a disposizione della comunità per impieghi finali. È la risultante della differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle singole branche produttive ed il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive). Fonte Glossario ISTAT.

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

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

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

Inoltre, è importante ribadire che i risultati ottenuti dall'analisi CBA sono fortemente dipendenti:

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

---

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

Il valore aggiunto della metodologia proposta è che può essere applicata anche per l'eventuale rilascio di nuove concessioni, vale a dire ricorrere all'analisi CBA per valutare l'opportunità di concedere un nuovo titolo minerario sulla base dei costi e dei benefici che vanno a ricadere sul territorio, esaminando quindi non solo gli aspetti economici ma anche quelli di carattere sociale ed ambientale.

Nella CBA proposta, avvalendosi anche di metodologie già consolidate, per esempio per la valorizzazione monetaria del danno causato dalle emissioni di inquinanti, le voci di costo e di beneficio sopra elencate vengono quantificate in euro attualizzati all'anno corrente dell'analisi. Gli impatti economici generati del mancato rinnovo di un titolo minerario sono quantificati come perdita di Valore Aggiunto nazionale attraverso l'uso di matrici input-output multiregionali, che tengono conto anche degli impatti nelle Regioni di estrazione. Se quindi una concessione con delle potenzialità estrattive residue non venisse rinnovata alla scadenza del relativo titolo minerario, l'elemento considerato dalla CBA non è il mancato ricavo della vendita di idrocarburo non estratto, ma **l'impatto economico che la mancata attività di produzione di idrocarburi nelle Regioni di estrazione ha sull'economia italiana nel suo complesso**. Questa stima viene effettuata tenendo conto del tessuto economico della Regione in cui tale concessione ricade, e quindi degli scambi di beni e servizi tra i diversi settori economici (la mancata estrazione di olio in Basilicata, per esempio, può avere effetti sul reddito delle famiglie in Lombardia).

Con riferimento all'eq. 1, si espone di seguito il metodo di valutazione adottato per ogni costo e beneficio incluso nell'analisi CBA.

### Costo della mancata produzione di idrocarburi sul Valore Aggiunto nazionale, MPx

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 rinnovato, espressa nell'unità di riferimento dell'idrocarburo (solitamente m<sup>3</sup> 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 rinnovato 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:

$$\text{Eq.} \quad \text{[[Fattore Attualizzazione]]}_{(\text{anno } i)} = 1 / \text{[(1+1,78\%)]}^{(\text{anno } i - \text{anno di riferimento})} \quad 2$$

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 <sup>3</sup> t olio)	D - Produzione fino a scadenza titolo (10 <sup>3</sup> t olio)	E - Mancata produzione in 10 <sup>3</sup> 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:

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

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 PUN[1] dell'ultimo anno disponibile (2018 nel nostro caso) 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: 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'energia 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 <sup>2</sup>	
% superficie da destinare a PV	100%	%	
Superficie da destinare parco PV	0,2	km <sup>2</sup>	

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

Densità di potenza	29,8	MW/km <sup>2</sup>	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	
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
<b>CAPEX</b>	<b>4 519 345</b>	<b>€</b>	
<b>Ricavo da vendita in €/anno (Ricavi / anni di produzione)</b>	<b>669 932</b>	<b>€</b>	

**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.**

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

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

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

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).

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

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 <sup>3</sup> m <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> per area pozzo di estrazione gas e 140 €/m <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> a 140 €/m <sup>2</sup> in base ai dati raccolti.
Ripristino ambientale dell'area della centrale di trattamento	100 €/m <sup>2</sup> per centrale di trattamento gas e 140 €/m <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> a 140 €/m <sup>2</sup> 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;  €/pozzo se z > 1450 m.	Analisi statistica sui costi di bonifica delle aree pozzo indicati nel PRB[2] 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€ (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€) e nel caso 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	$50 * 1 / (1 + 1,78\%)^{(2024-2020)} = 46,59$	$46,59 * 0,902 = 42,01$
Produzione fino ad esaurimento campo (2030)	50	$50 * 1 / [(1 + 1,78\%)^{(2030-2020)}] = 41,91$	$41,91 * 0,902 = 37,79$

### 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 m<sup>3</sup> 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, SO<sub>2</sub> particolato e ammoniaca per la produzione on-shore di un milione di m<sup>3</sup> 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 (NH<sub>3</sub>, NOx, NMVOC, PM2.5, SO<sub>2</sub>) 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 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> di gas naturale e di 10<sup>3</sup> t di olio greggio.**

Inquinante	Unità	Emissioni per produzione di 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> di gas naturale	Emissioni per produzione di 10 <sup>3</sup> 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

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

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 CO<sub>2</sub> 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€.

**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 <sup>3</sup> 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 ecosistemici[3]:

- 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;
- 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 m<sup>2</sup>) e supponendo inoltre che a valle delle attività di dimissione, 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.**

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Anno	F. attualiz.	Valore di ripristino dei servizi ecosistemici in k€									Σ in k€ attual.
		Prod. agricola	Bio. legnosa	Approv. idrico	Ciclo del carbonio	Impollinaz.	Purificaz. acque	Qualità aria	Ricreazioni	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 km<sup>2</sup>. 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. attualiz.	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€

Benefico 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€
<b>Sommatoria</b>	<b>- 1.315 M€</b>

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<sup>3</sup> 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 o campo (10 <sup>6</sup> m3 di gas)	D - Produzione fino a scadenza titolo (10 <sup>6</sup> m3 di gas)	E - Mancata produzione in 10 <sup>6</sup> m3 di gas	F - Valore della mancata produzione e 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

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

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<sub>x</sub>)** 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 m<sup>2</sup> 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.**

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						
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

---

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*


---

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

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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<sub>x</sub>)**. Nell'ipotesi che le infrastrutture minerarie dell'ipotetica concessione in esame comprendano una centrale di trattamento con superficie di 500 m<sup>2</sup>, 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	$11,97 * 1 / (1 + 1,78\%)^{(2025-2020)} = 10,957$	$10,96 * 0,822 = 9,009$

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Produzione fino ad esaurimento campo (2040)	11,97	$11,97 * 1 / [(1+1,78\%)]^{(2040-2020)} = 8,409$	$8,41 * 0,822 = 6,914$
---	-------	--	------------------------

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. attualiz.	Mancata prod. 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> gas	Emissioni evitate in t					Emissioni evitate in k€							Σ in k€ attua.
			NMVO C	Gas serra	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	PPM 25	Am. m.	NMVO C	Gas serra	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	PPM 25	Am. m.	
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

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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.<sub>x</sub>). Come detto in precedenza, si ipotizza la concessione in esame comprenda 13 pozzi (superficie media dell'area pozzo 8000 m<sup>2</sup>) 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. attuali z.	Valore di ripristino dei servizi ecosistemici in k€									Σ in k€ actual.
		Produzione agricola	Bio. legnosa	Approv. idrico	Ciclo del carbonio	Impollinazione z.	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

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

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.,). 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 colture agrarie con un'estensione di circa 25 km<sup>2</sup>. 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. attualiz.	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

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

---

del mancato rinnovo 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€
Beneficio 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€
<b>Sommatoria</b>	<b>4,47 M€</b>

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.

[1] PUN: Prezzo Unico Nazionale.

[2] Piano Regionale di Bonifica

[3] 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).

#### **VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI SOCIO-ECONOMICO REGIONALI DEL DECOMMISSIONING**

Nell'ambito dell'attività di studio e ricerca in carico ad R.S.E. S.p.A. è stato inoltre mostrata la possibilità di valutare l'impatto socio-economico a livello regionale dell'eventuale mancato rinnovo delle concessioni per l'estrazione onshore di petrolio e gas, utilizzando il modello Input-Output regionale allargato ad alcune parti della SAM (Social Accounting Matrix), una matrice di contabilità economica utilizzata per valutare soprattutto gli effetti distributivi (fra soggetti istituzionali o all'interno di specifici aggregati, come le amministrazioni pubbliche, le famiglie o i lavoratori dipendenti). Tale operazione ha consentito di poter valutare in modo sistemico gli effetti della chiusura anticipata dell'attività estrattiva sulla generazione e distribuzione del reddito in due regioni prese a riferimento. La modellistica impiegata consente infatti, data la specificazione dei legami multisettoriali, multiarea e distributivi, di tener conto in modo sistemico dei flussi generati direttamente ed indirettamente dai settori produttivi ed in modo indotto dal consumo delle famiglie che percepiscono reddito, in virtù della partecipazione al processo produttivo del settore/impianto oggetto di studio. La strumentazione utilizzata tuttavia non considera gli effetti di medio periodo supply side su costi, produttività e quindi competitività.

In termini operativi il modello utilizzato è basato sulla SUT (Supply and Use Table) multiregionale sviluppata da IRPET, che permette una specificazione molto dettagliata degli scambi intersettoriali e interregionali. A tale modello sono state opportunamente agganciate parti delle SAM regionali che hanno consentito la ricostruzione degli effetti distributivi e di finanza pubblica.

In particolare, in un'ottica di scenario, sono state oggetto di specificazione e quantificazione nell'ambito del modello, con la finalità di simularne i futuri impatti socio-economici, le seguenti attività:

- la mancata estrazione di petrolio e gas;
- le attività produttive collegata al decommissioning;
- l'installazione di impianti fotovoltaici nelle aree che attualmente ospitano le centrali di trattamento e la produzione di energia elettrica fino al 2050.

Gli scenari sono stati simulati prima singolarmente (cosiddetti scenari "dedicati"), utilizzando come dato la media annua del fenomeno in un determinato periodo (di conseguenza gli impatti risultanti dalla

simulazione vanno intesi come valori medi annui nel medesimo periodo). Al fine di specificare questi scenari di simulazione in un modo il più possibile significativo, si è ritenuto opportuno non considerare necessariamente gli stessi orizzonti temporali per ciascuno scenario dedicato e regione. Successivamente, le medie annue di ciascun fenomeno sono state inserite simultaneamente nel modello per effettuare due ulteriori simulazioni d'impatto (cosiddetti "scenari integrati"): la prima con un orizzonte temporale a breve-medio termine (dal 2022 al 2029), la seconda per il periodo successivo fino all'anno 2050 (da questo secondo scenario integrato sono quindi esclusi, per assunzione, i benefici attesi derivanti dalle attività di dismissione).

Prima di procedere alla stima degli impatti, tuttavia, è stato necessario allargare e integrare le SUT regionali poiché l'aggregazione settoriale esistente non consentiva di isolare i settori maggiormente coinvolti negli impatti. A tal fine si è provveduto ad estendere le SUT regionali ai seguenti settori: (i) estrazione di petrolio e gas, ii) decommissioning; iii) produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici (PV), non presenti nelle SUT originarie perché aggregati in altri settori.

Una volta predisposte le nuove SUT allargate ai nuovi settori si è potuto quindi procedere alla specificazione e quantificazione gli scenari utilizzati come input per le simulazioni e quindi alla stima dell'impatto vero e proprio.

I risultati delle simulazioni di scenario riguardano sia la generazione del reddito a livello regionale che la sua distribuzione. In particolare, per la generazione del reddito sono state quantificate in maniera sistemica le seguenti variabili macro-economiche (effetti nella regione analizzata, nel resto d'Italia e -per sommatoria- in Italia nel suo complesso):

- Valore aggiunto e PIL
- Margine operativo lordo
- Retribuzioni lorde
- Unità di lavoro

Per quanto riguarda la distribuzione del reddito, sono state stimate in maniera sistemica le seguenti variabili distributive:

- Reddito disponibile delle imprese
- Reddito disponibile delle famiglie
- Gettito fiscale (variazione delle entrate della pubblica amministrazione centrale e locale, associate agli effetti multiregionali)

## **ANALISI A MOLTI CRITERI DELLA CHIUSURA DI UNA CONCESSIONE**

In questo capitolo si presenta la metodologia dell'analisi a molti criteri (MCA, dall'inglese *multi criteria analysis*), quale ulteriore strumento di supporto alle decisioni al fine della possibile individuazione delle concessioni, che a scadenza del titolo minerario, converrebbe rinnovare in virtù del loro impatto sulla componente ambientale, sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sugli aspetti di carattere socio-economico.

L'Analisi Multi-Criteri (MCA) è un sistema di supporto alle decisioni applicabile a qualsiasi problema decisionale ogni qual volta siano presenti obiettivi conflittuali. Di per sé, ogni scelta decisionale, sia essa assunta da un singolo soggetto o da un gruppo d'interesse, implica molteplici effetti e, pertanto, l'esigenza di procedere ad una loro valutazione. Le metodologie a molti criteri hanno assunto un'importanza via via maggiore quali strumenti di supporto alle decisioni, laddove le indagini economico/monetarie classiche non

riescono a rappresentare la pluralità di aspetti richiesta dalla scelta di alternative progettuali o di pianificazione.

È necessario specificare che la MCA non determina la soluzione ottima tra un insieme di alternative, ma supporta il decisore nel rendere trasparente il conflitto esistente tra le diverse e numerose opzioni in gioco e ad individuare una soluzione di compromesso. In linea generale quindi, la MCA può essere applicata a tutti quei settori in cui siano presenti numerosi obiettivi in conflitto tra loro. Lo scopo ultimo di una MCA è di generare una graduatoria delle alternative (opzioni) decisionali, tramite confronto sia di tipo qualitativo che quantitativo e combinando scale multidimensionali di misure in una singola scala di priorità. Tale scopo viene raggiunto attraverso la formalizzazione matematica della struttura di preferenza del decisore (o dei decisori).

Il processo decisionale può essere suddiviso in 4 fasi principali:

- la generazione delle “alternative” (“opzioni”) progettuali;
- l’individuazione dei “criteri” di valutazione;
- la valutazione delle alternative, tramite i criteri identificati, quantificabili per mezzo di “indicatori”;
- la scelta dell’alternativa progettuale tra quelle oggetto di valutazione.

L’utilità di un Sistema di Supporto alle Decisioni può essere riassunta come segue:

- guidare decisori e portatori d’interesse verso l’intento di considerare tutte le possibili opzioni progettuali, consentire la loro adeguata valutazione e pilotare la scelta verso la migliore soluzione per la risoluzione del problema (eventualmente come processo partecipato);
- analizzare le opzioni progettuali in maniera comparativa, assegnare una priorità ad ognuna di esse sulla base di criteri, obiettivi e vincoli.

Elemento indispensabile per il successo di un Sistema di Supporto alla Decisione è sicuramente la partecipazione di utenti, portatori d’interesse, pianificatori e decisori ad ogni livello del processo decisionale: il coinvolgimento e la partecipazione costante di tutti gli attori sopra citati consente di perseguire una corretta valutazione del problema oggetto di analisi, contribuendo ad individuarne la risoluzione.

Le decisioni sono spesso il frutto di un complesso processo decisionale, in cui gli stakeholder identificati palesano i loro interessi ed obiettivi che debbono comunque rispettare i vincoli di carattere politico, istituzionale e socio economico, già noti in partenza. In sintesi, in ogni processo decisionale sono presenti le seguenti componenti:

- le “opzioni di controllo”;
- gli “obiettivi” da perseguire;
- i “criteri” con cui vengono valutate le performance del sistema;
- i “vincoli” a cui determinati criteri debbono sottostare.

Le “opzioni di controllo” sono le azioni, le strategie che possono essere adottate per il controllo del comportamento del sistema. I “criteri” con cui vengono valutate le performance del sistema possono essere espressi tramite degli “indicatori” che in pratica sintetizzano le performance rispetto ai singoli obiettivi. Gli “obiettivi” sono i desiderata dei o del decisore. I “vincoli” a cui determinati criteri debbono sottostare per rendere un’alternativa accettabile si identificano nei valori minimo o massimo che gli indicatori devono rispettare.

In sintesi, l’applicazione di una “opzione di controllo/alternativa” implica una variazione ed un impatto del sistema che devono esseri stimati in modo sintetico attraverso il ricorso ad indicatori, il che consente di

confrontare tra loro le diverse alternative per arrivare poi a generare una graduatoria finale delle stesse e permettere, quindi, una scelta oculata della soluzione migliore.

Per confrontare in modo univoco e trasparente i vari criteri dimensionalmente diversi tra loro, che possono esprimere un impatto sia in termini quantitativi che qualitativi, è necessario ricorrere alle “funzioni di utilità”. Queste esprimono la soddisfazione del decisore in funzione di un singolo criterio/indicatore e consentono di tradurli in un’unica unità di misura e in una stessa scala normalizzata Ad esempio da 0 a 1, in cui il valore 0 corrisponde alla mancanza assoluta di soddisfazione, mentre, il valore 1, esprime la massima soddisfazione del decisore/stakeholder. Il processo si conclude con l’assegnazione, a cura del decisore, del “peso” da attribuire ad ogni criterio. Con tale operazione, il decisore esprime l’importanza del singolo obiettivo rispetto agli altri. Una volta definiti i pesi, è immediato il calcolo della prestazione complessiva di ogni singola alternativa effettuando la somma pesata delle sue prestazioni rispetto ai singoli obiettivi. L’assegnazione dei pesi, nel pieno rispetto delle preferenze del decisore, richiede un’interazione tra chi esegue l’analisi dal punto di vista tecnico e il decisore stesso, cosa non priva di difficoltà che può generare una dilatazione dei tempi del processo decisionale.

Lo strumento dell’analisi a molti criteri è stato utilizzato per valutare l’utilità della cessazione dell’attività estrattiva in una determinata concessione (mancato rinnovo di un titolo minerario), in analogia a quanto fatto nell’applicazione dell’analisi CBA. Si è valutato quindi il potenziale grado di soddisfazione da parte del decisore nel caso in cui non venga concessa alcuna ulteriore proroga alla data di scadenza di un titolo minerario: nello specifico si è valutato la differenza tra lo scenario di baseline (coltivazione di idrocarburi fino all’esaurimento delle riserve) e lo scenario di decommissioning (coltivazione di idrocarburi fino alla data di scadenza della concessione).

L’obiettivo finale dell’applicazione dell’analisi a molti criteri è quello di stilare un ranking delle concessioni, limitatamente al caso studio della Basilicata, sulla base del valore di utilità in caso di chiusura dell’attività estrattiva

In particolare, per valutare e comparare gli impatti a scala di concessione, per ciascun criterio ritenuto pertinente per la valutazione con l’analisi MCA, è richiesta la selezione di indicatori per i quali deve essere prevista una valutazione di tipo quantitativo. Laddove tale valutazione non fosse possibile, per carenza di dati utili allo scopo, può essere condotta, in alternativa, in termini qualitativi.

I criteri individuati ai fini della valutazione con MCA afferiscono ad aspetti e impatti relativi ai seguenti ambiti:

- ambientale,
- sicurezza degli approvvigionamenti,
- socio-economico.

Nella Tabella 11, è mostrato il quadro di sintesi degli indicatori selezionati in relazione a ciascuno dei tre criteri prima menzionati da applicare, nell’ambito della MCA, per la valutazione complessiva degli stessi.

Tabella 11: Quadro riassuntivo degli indicatori selezionati in relazione ai tre criteri definiti per l'applicazione dell'analisi MCA nella valutazione degli impatti del decommissioning delle concessioni on-shore.

Criterio AMBIENTALE	Criterio SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI
Indicatore	Indicatore
Sotto-criterio: <b>Emissioni in atmosfera evitate</b>	<b>SA1</b> Fabbisogno idrocarburi
<b>A1</b> Emissioni di NMVOC (non-methane volatile organic compound)	<b>Criterio SOCIO-ECONOMICO</b>
<b>A2</b> Emissioni di gas serra	<b>Indicatore</b>
<b>A3</b> Emissioni di NO <sub>x</sub>	<b>E1</b> Impatto della mancata produzione sul Valore aggiunto
<b>A4</b> Emissioni di SO <sub>2</sub>	<b>E2</b> Impatto attività di decommissioning sul Valore aggiunto
<b>A5</b> Emissioni di particolato PM2.5	<b>E3</b> Unità di lavoro della mancata produzione
<b>A6</b> Emissioni di ammoniaca	<b>E4</b> Unità di lavoro delle attività di decommissioning
Sotto-criterio: <b>Ripristino dei servizi ecosistemici</b>	<b>E5</b> Dissenso
<b>A7</b> Totale del ripristino dei servizi ecosistemici	<b>E6</b> Impatto della mancata produzione sul gettito fiscale
Sotto-criterio: <b>Impatto visivo</b>	<b>E7</b> Impatto attività di decommissioning sul gettito fiscale
<b>A8</b> Impatto visivo	<b>E8</b> Impatto mancata produzione sul reddito delle famiglie
	<b>E9</b> Impatto attività di decommissioning sul reddito delle famiglie

La principale differenza tra i due strumenti di supporto alle decisioni proposti per valutare gli impatti generati a seguito del mancato rinnovo di una concessione consiste nel fatto che nell'analisi a molti criteri MCA ogni indicatore viene stimato secondo la sua naturale unità di misura e successivamente, tramite il ricorso alle funzioni di utilità, viene reso adimensionale, mentre nell'analisi costi-benefici CBA si prendono in considerazione impatti aventi tutti la medesima unità di misura essendo quantificati in termini monetari. Inoltre nell'analisi MCA, a differenza dell'analisi costi-benefici, è possibile attribuire un peso caratteristico ad ogni singolo criterio ed indicatore; pertanto gli impatti sulla componente ambientale possono avere un'importanza maggiore o minore rispetto a quelli sul comparto economico in funzione della sensibilità del decisore politico.

### VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI E PAESAGGISTICI DEL DECOMMISSIONING

Nel contesto delle attività previste dall'accordo tra RSE e il Ministero dello Sviluppo Economico nell'ambito del PiTESAI è stato ritenuto opportuno includere la valutazione dell'impatto ambientale e territoriale che, potenzialmente, la dismissione delle aree onshore di coltivazione di idrocarburi può generare. In particolare, si sono valutati i benefici dei servizi eco-sistemici a seguito del ripristino ambientale dei luoghi interessati dall'attività estrattiva, la variazione del valore paesaggistico generata dalla dismissione delle centrali e delle aree pozzo e i quantitativi delle emissioni evitate di inquinanti in atmosfera.

Tale attività ha la finalità di valutare i benefici del ripristino ambientale dei siti di estrazione, utilizzando l'approccio dei servizi ecosistemici (riattivazione dei servizi ecosistemici danneggiati o soppressi dalle attività estrattive). Infatti, l'accordo tra RSE e il Ministero dello Sviluppo Economico ha fornito l'opportunità di sviluppare e applicare una metodologia di stima dei benefici monetari associati al recupero di servizi

ecosistemici in aree estrattive oggetto di una potenziale dismissione, attualmente impiegate nelle attività di estrazione di petrolio e gas onshore.

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

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

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

## **ATTIVITA' DI STUDIO E RICERCA PER ANALISI MCA PER LA VERIFICA DELLE OPZIONI DI DISMISSIONE DELLE PIATTAFORME IN MARE**

Nell'ambito di uno studio promosso dall'ex MISE denominato *"Safe and Sustainable decommissioning"* la società R.S.E. S.p.A. ha verificato l'applicazione a due casi studio su due piattaforme tipo, rispettivamente per il caso di produzione di olio e gas, dell'analisi a molti criteri (Multi-Criteria Analysis, MCA) secondo il percorso metodologico proposto da Keeney & Raiffa (1976).

Lo studio quindi verifica l'adozione della MCA come strumento a supporto delle decisioni dell'Amministrazione competente per le possibili opzioni di dismissione delle piattaforme in mare.

La scelta degli "indicatori" e delle relative "funzioni di normalizzazione" si è basata sui seguenti tre principi:

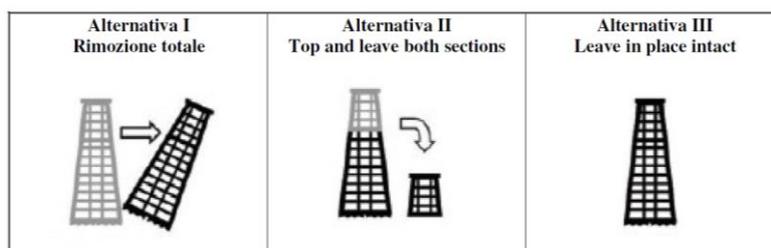
- la necessità di rappresentare le diverse sfaccettature del problema in esame;
- la specificità della realtà del mare Mediterraneo;
- la reperibilità dei dati.

La MCA è stata sviluppata tenendo conto dei criteri ambientali, sociali, economici e tecnici.

Tali criteri con cui vengono valutate le performance del sistema possono essere espressi tramite degli indicatori che in pratica sintetizzano le performance rispetto ai singoli obiettivi.

Sono stati, quindi, proposti sia un set di "indicatori" che di opportune "funzioni di normalizzazione" (o meglio "funzioni di utilità) e definita la matrice di performance (che tiene conto dei diversi criteri). I criteri adottati devono essere, in una fase successiva e conclusiva, pesati dal Decisore in funzione degli obiettivi da perseguire per poter arrivare a una valutazione conclusiva.

L'analisi proposta ha valutato i seguenti casi (come rinvenuti attraverso la letteratura e la bibliografia esistente): rimozione totale (alternativa 1), rimozione parziale (alternativa 2), leave in place (alternativa 3). La terza opzione consente il riutilizzo della struttura per attività differenti. Nel caso studio di RSE è stato esaminato un possibile riutilizzo come artificial reef.



In sostanza a seconda dei casi è possibile definire con un percorso matematico e trasparente la migliore opzione di dismissione in funzione dei criteri individuati e valutare attribuendo diversi pesi in funzione degli obiettivi nazionali la migliore opzione legata a un territorio o a una particolare area.

Lo scopo dell'analisi effettuata è stato quello di descrivere per la prima volta in via preliminare e rendere disponibile un approccio metodologico caratterizzato dai seguenti elementi:

- rappresentare le diverse problematiche in gioco,
- essere trasparente e ripercorribile.

La messa a disposizione di una lista di indicatori, accompagnata dai relativi metodi di quantificazione e dalle rispettive funzioni di utilità, permette a chi voglia fruire di questo metodo di disporre di un quadro

comprensibile e di semplice attuazione sulla cui base affrontare le problematiche connesse ai diversi progetti di Dismissione di piattaforme offshore.

### **ATTIVITÀ DI STUDIO E RICERCA SUL POSSIBILE RIUTILIZZO DELLE INFRASTRUTTURE MINERARIE AI FINI DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA**

In materia di possibile riutilizzo delle piattaforme dismesse dalle attività di upstream petrolifero, interessanti spunti informativi sono già disponibili grazie ad alcuni studi, quali ad esempio lo Studio per l'Ottimizzazione energetica degli impianti offshore realizzato su iniziativa della ex DGS-UNMIG del MiSE nell'ambito del progetto "Monitoraggio e innovazione tecnologica" e lo studio effettuato dalla Start-up SEALINE che ha portato all'ideazione di un hub di ricerca per la sperimentazione di un sistema integrato di produzione di energia basato sul riutilizzo di una piattaforma offshore in dismissione nel mar Adriatico.

#### **STUDIO PER L'OTTIMIZZAZIONE ENERGETICA DEGLI IMPIANTI OFFSHORE**

Nell'ambito delle collaborazioni con Università, Enti di Ricerca e Corpi dello Stato con l'obiettivo di un miglioramento costante della sicurezza delle operazioni in mare, già a partire dal 2014 la ex DGS-UNMIG dell'ex MiSE ha affidato alla società Ricerca sul Sistema Energetico R.S.E. S.p.A. il compito di studiare l'ottimizzazione energetica degli impianti offshore mediante l'abbinamento con le fonti energetiche rinnovabili.

L'attività di ricerca si è focalizzata sulla definizione del contesto e degli scenari di integrazione, sull'analisi preliminare degli impatti e dei benefici attesi e, partendo da appositi atlanti relativi alla disponibilità delle risorse rinnovabili (eolica, solare e marina), sono state valutate le disponibilità energetiche da FER per tutte le piattaforme presenti nell'offshore italiano.

I risultati ottenuti sono resi disponibili tramite un database GIS appositamente realizzato che, per ciascuna piattaforma, contiene le informazioni anagrafiche, tecniche, geografiche, ambientali e la potenzialità delle FER offshore. Questi risultati sono riassunti in forma schematica e possono essere utili per identificare le possibili combinazioni impiantistiche e, se integrati ad esempio con le dimensioni di ciascuna piattaforma, il suo orientamento, i carichi elettrici e la profondità del fondale marino, possono contribuire a definire il mix energetico ottimale.

La maggior parte delle piattaforme presenti nell'offshore italiano sono concentrate nella parte settentrionale del Mar Adriatico lungo le coste delle regioni Emilia-Romagna e Marche.

Tenendo presente il limite delle 12 miglia nautiche dalle aree marine protette e costiere (D.lgs. 83/2012), circa il 70% delle piattaforme predette rientrano in tale limite, mentre il restante 30% è posizionato ad una distanza dalla costa compresa tra un minimo di 23 km a un massimo di 64 km. Per quanto riguarda la profondità dei fondali, le piattaforme sono installate ad una profondità variabile tra un minimo di 9 m e un massimo di 850 m (impianti galleggianti).

Al fine di indagare la possibile ottimizzazione energetica delle piattaforme mediante l'uso di fonti energetiche rinnovabili (FER), è stata analizzata la disponibilità/entità di tali fonti nell'area offshore situata a ridosso delle coste italiane ove sono presenti le piattaforme. Le fonti energetiche prese in considerazione riguardano rispettivamente:

a) la risorsa eolica,

- b) la risorsa solare,
- c) quella marina (moto ondoso e da correnti).

Le analisi svolte si basano su informazioni contenute per ciascuna fonte, in atlanti appositamente realizzati.

In particolare, le informazioni che riguardano **la distribuzione della risorsa eolica nell'area** marina antistante le coste italiane, sono state reperite dall'Atlante Eolico dell'Italia realizzato da RSE<sup>4</sup>. L'atlante contiene l'informazione della velocità media annua del vento e della producibilità specifica lorda per quattro diverse altezze s.l.m. e precisamente: 25, 50, 75 e 100 m. Tali dati sono disponibili, con risoluzione di circa 1 km<sup>2</sup> per la fascia marina ampia 40 km che lambisce le coste nazionali.

Per quanto riguarda la **risorsa solare**, le informazioni relative alla disponibilità di radiazione solare globale annua incidente sul piano orizzontale o sul piano di inclinazione ottimale sono state reperite da PVGIS-JRC<sup>5</sup>.

Lungo le coste italiane la **risorsa marina (moto ondoso e correnti)** per la produzione di energia elettrica, essendo il Mediterraneo un bacino quasi completamente chiuso e relativamente piccolo, si presenta meno favorevole e meno estrema rispetto a quella che caratterizza gli oceani. Il potenziale della produzione di energia dalle maree e dal gradiente di temperatura, fortemente dipendenti dalla latitudine, risultano praticamente trascurabili, mentre i potenziali da onde e correnti marine sono dipendenti dalla morfologia dei fondali e dalle caratteristiche delle aree marine e presentano una variabilità spaziale molto spinta, sono cioè fortemente dipendenti dalle condizioni di sito.

Le mappe del potenziale energetico da onde e da correnti marine sono state elaborate dal WebGIS TRITONE di RSE<sup>6</sup>. Per quanto riguarda il moto ondoso il dato disponibile riguarda la fascia offshore estesa fino a 20 km di distanza dalla costa. Poiché molte piattaforme dedicate all'estrazione giacciono oltre questo limite, è stato ritenuto ragionevole, date anche le caratteristiche del moto ondoso del Mare Mediterraneo, ampliare il buffer di distanza dalla costa fino a 70 km mantenendo inalterati i valori del moto ondoso.

Nel dettaglio, le mappe per le diverse FER che sono state prese in considerazione si riferiscono a:

- mappe di velocità media annua del vento (m/s) a 25, 50, 75, 100 m s.l.m. - fonte Atlante Eolico RSE. La mappa relativa alla quota di 100 m s.l.m. riportata in Figura 1, Figura 2 rappresenta, a titolo esemplificativo, una delle quattro mappe disponibili per le diverse altezze di riferimento;
- mappe di producibilità specifica eolica (MWh/MW) a 25, 50, 75, 100 m s.l.m. - fonte Atlante Eolico RSE. In Figura 1, Figura 3 è riportata, a titolo esemplificativo, la mappa relativa alla quota di 100 m s.l.m.;
- mappe della radiazione solare incidente, espresse in kWh/m<sup>2</sup>, relative al piano orizzontale e al piano di inclinazione ottimale, e mappa indicativa dell'angolo di inclinazione ottimale espresso in gradi - fonte PVGIS - JRC. In Figura 1, Figura 4 è riportata la mappa relativa alla radiazione incidente sul piano inclinato;
- mappa della potenza media annua disponibile da moto ondoso (kW/anno/m lineare di fronte d'onda intercettato) - fonte WebGIS TRITONE RSE. Il dato rappresentato nella mappa è un valore medio calcolato relativo ad un'area marina avente estensione di circa 50 km<sup>2</sup> e calcolato per diversi livelli di profondità dal pelo libero dell'acqua. In Figura 1, Figura 5 è mostrata la mappa dell'energia da moto ondoso relativa a una distanza dalla costa fino a 70 km;

<sup>4</sup> <http://atlanteolico.rse-web.it/>

<sup>5</sup> <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/download/download.htm>

<sup>6</sup> <http://map.rse-web.it/tritone/map.phtml>

- mappa del flusso specifico di potenza media annua delle correnti che interessano le coste italiane a scala sinottica ( $W/m^2$ ) fonte WebGIS TRITONE RSE. Il dato rappresentato nella mappa è un valore medio calcolato relativo ad un'area marina avente estensione di circa  $50 km^2$  e calcolato per diversi livelli di profondità dal pelo libero dell'acqua. Questa mappa consente di fornire una indicazione di larga massima sulle regioni costiere italiane per le quali potrebbe risultare conveniente installare dispositivi in grado di produrre energia dalle correnti, previa approfondimenti con opportune analisi fluidodinamiche a meso-scala e micro-scala. La mappa è riportata in Figura 1, Figura 6.

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

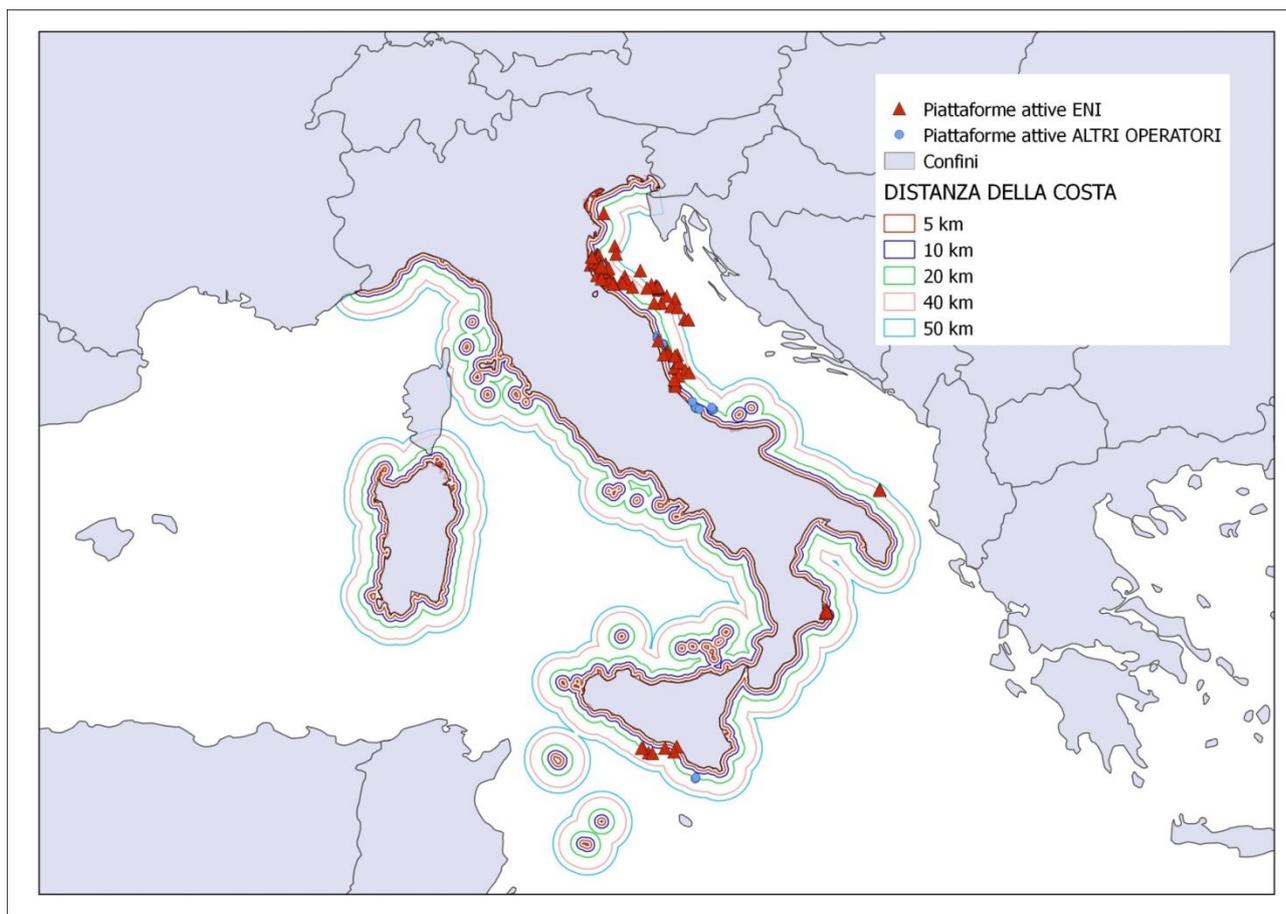


Figura 1: Ubicazione delle piattaforme e fasce di distanza dalla costa. Le piattaforme sono rappresentate con simboli e colori differenti in funzione all'operatore.

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

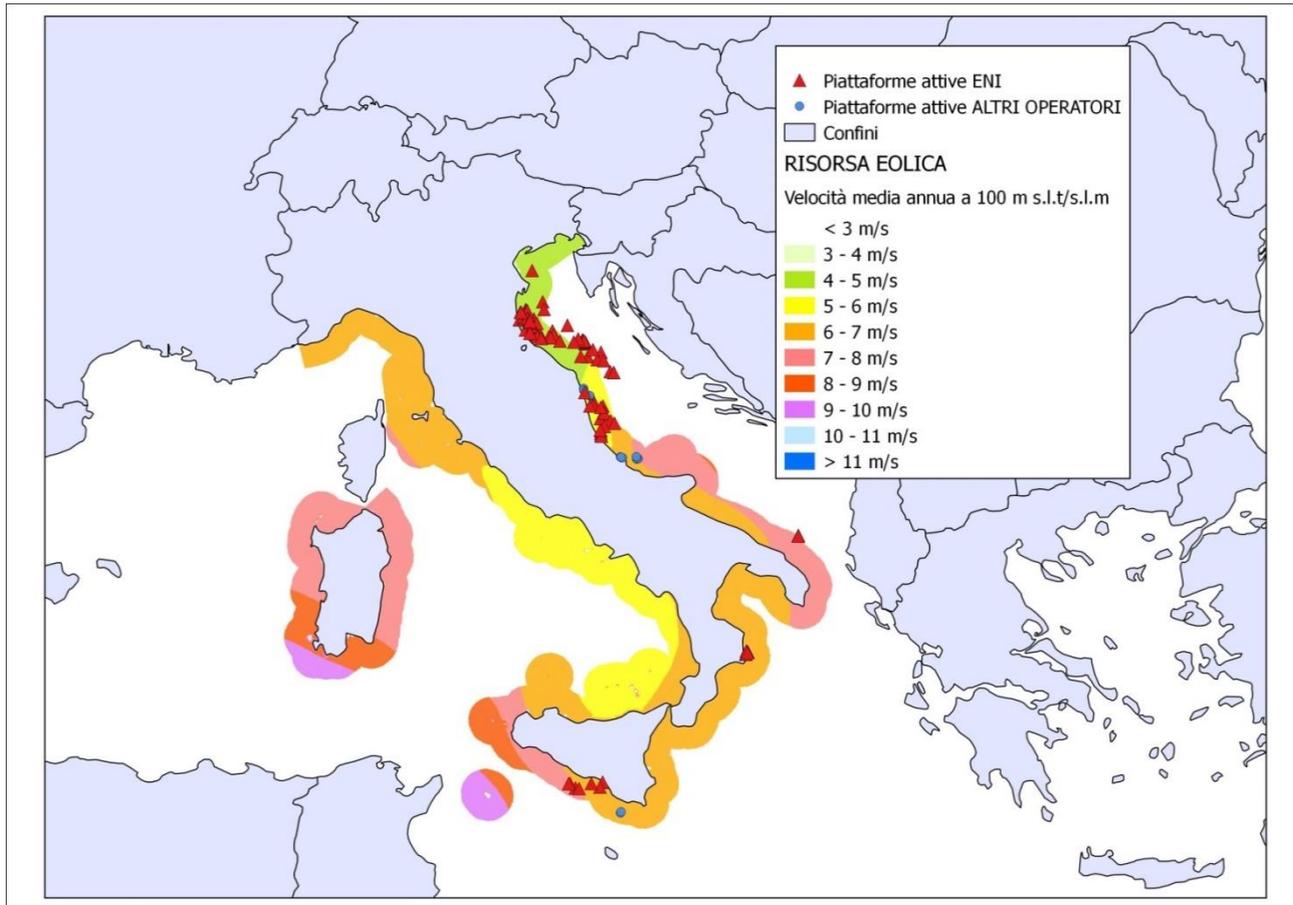


Figura 2: Mappa della velocità media annua (m/s) a 100 m s.l.m.

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

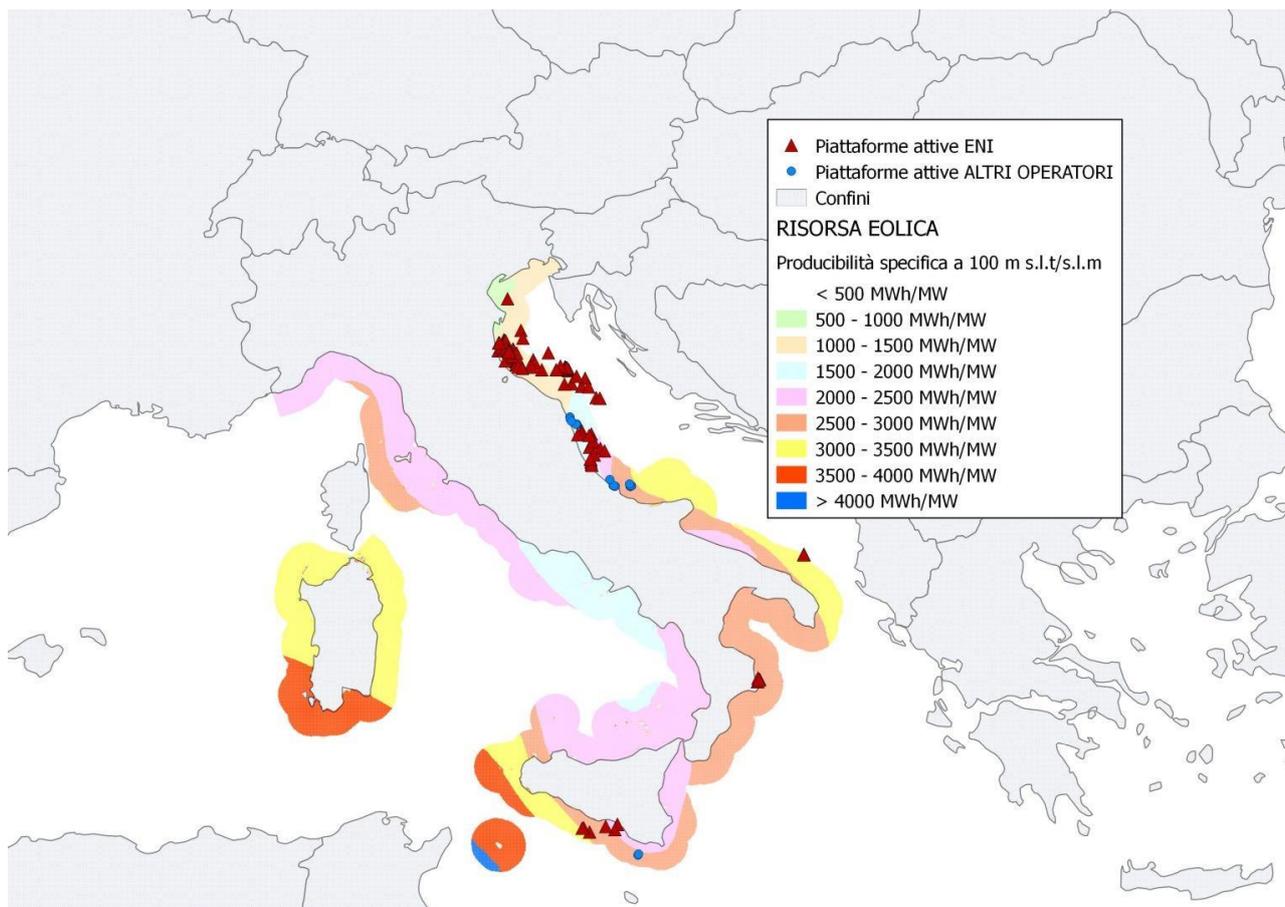


Figura 3: Mappa della produttività specifica annua (MWh/MW) a 100 m s.l.m.

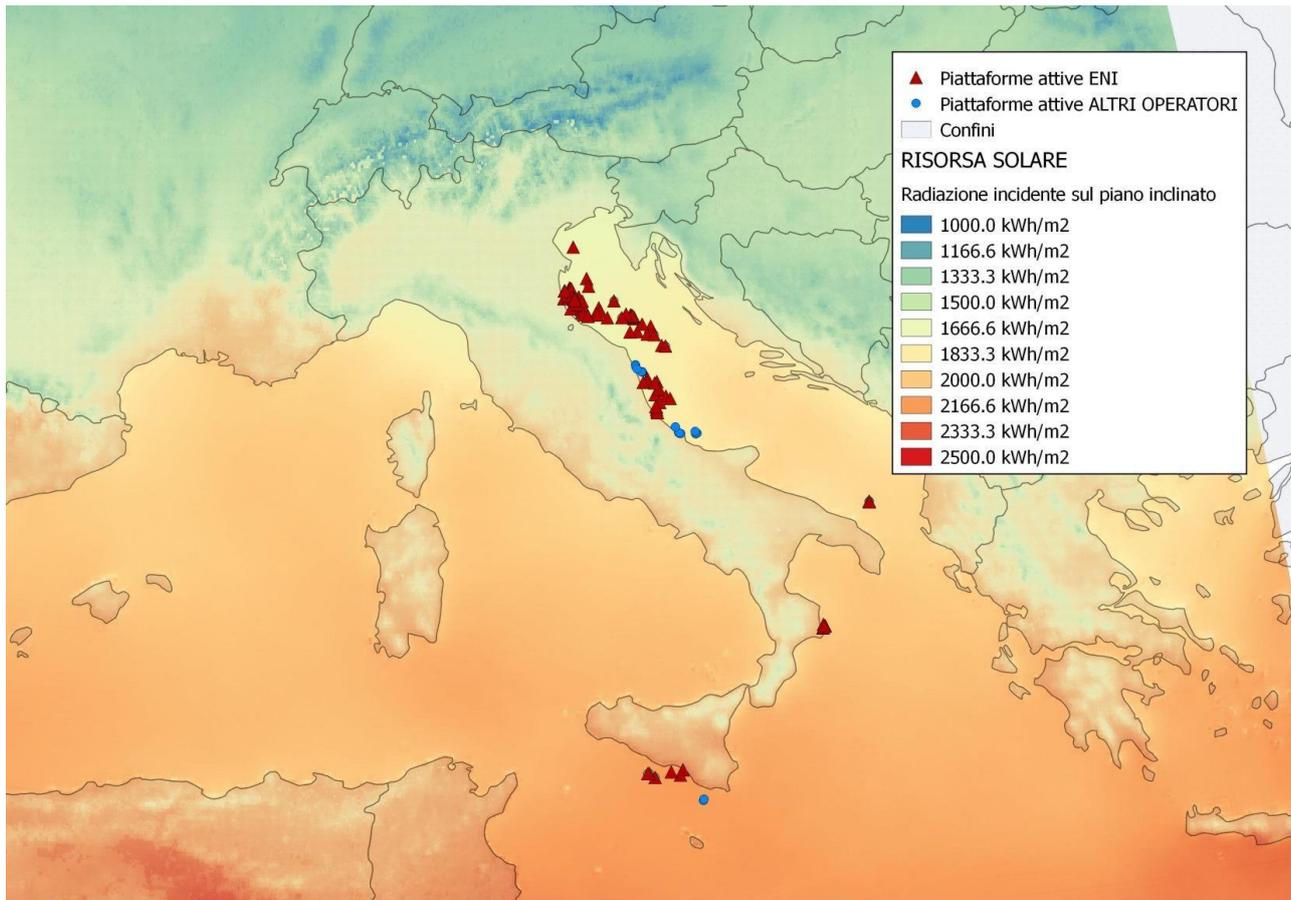
*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*

Figura 4: Mappa della radiazione solare incidente sul piano inclinato (fonte PVGIS).

## Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

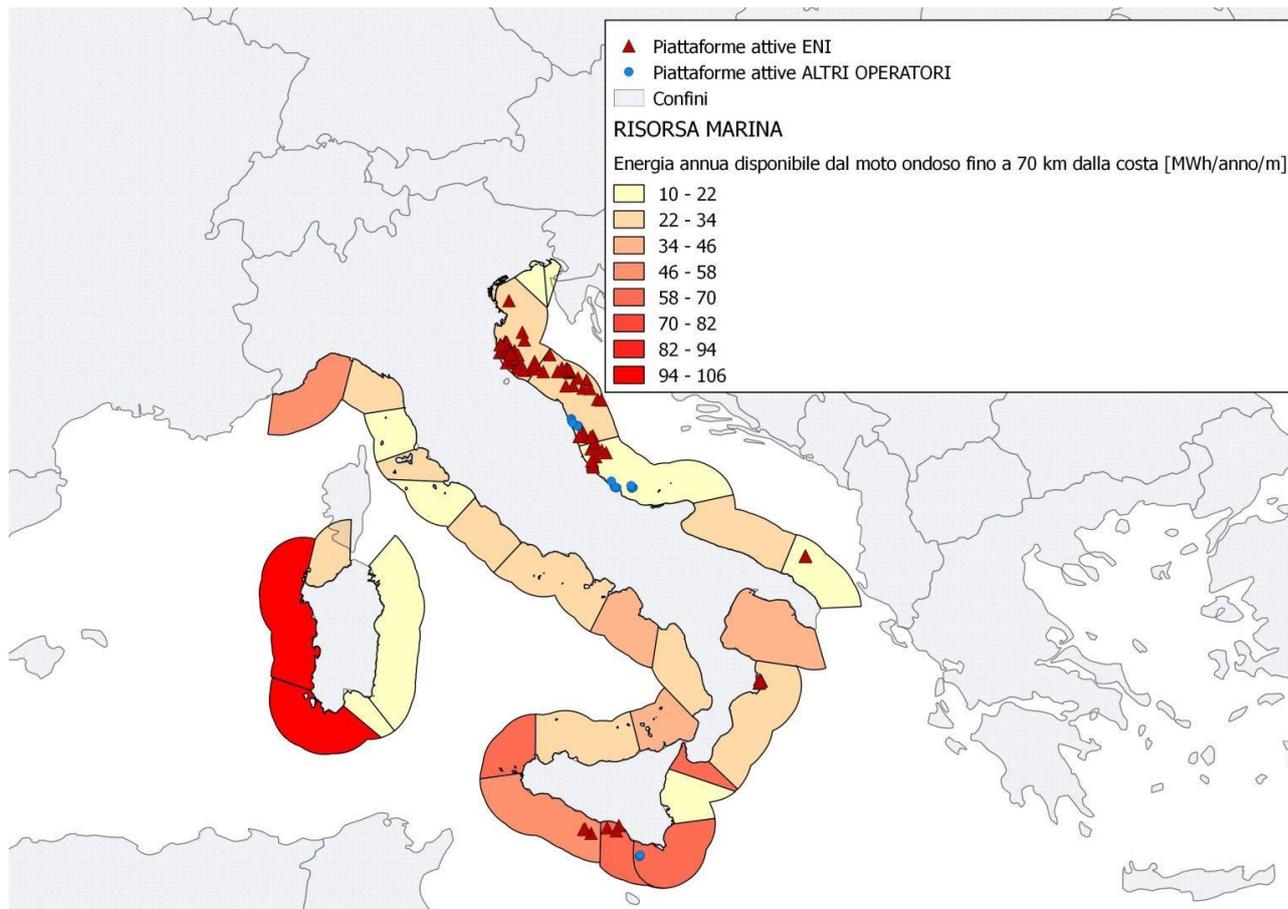


Figura 5: Mappa dell'energia disponibile dal moto ondoso relativa ad un buffer di 70 km di distanza dalla costa (fonte WebGis TRITONE - RSE).

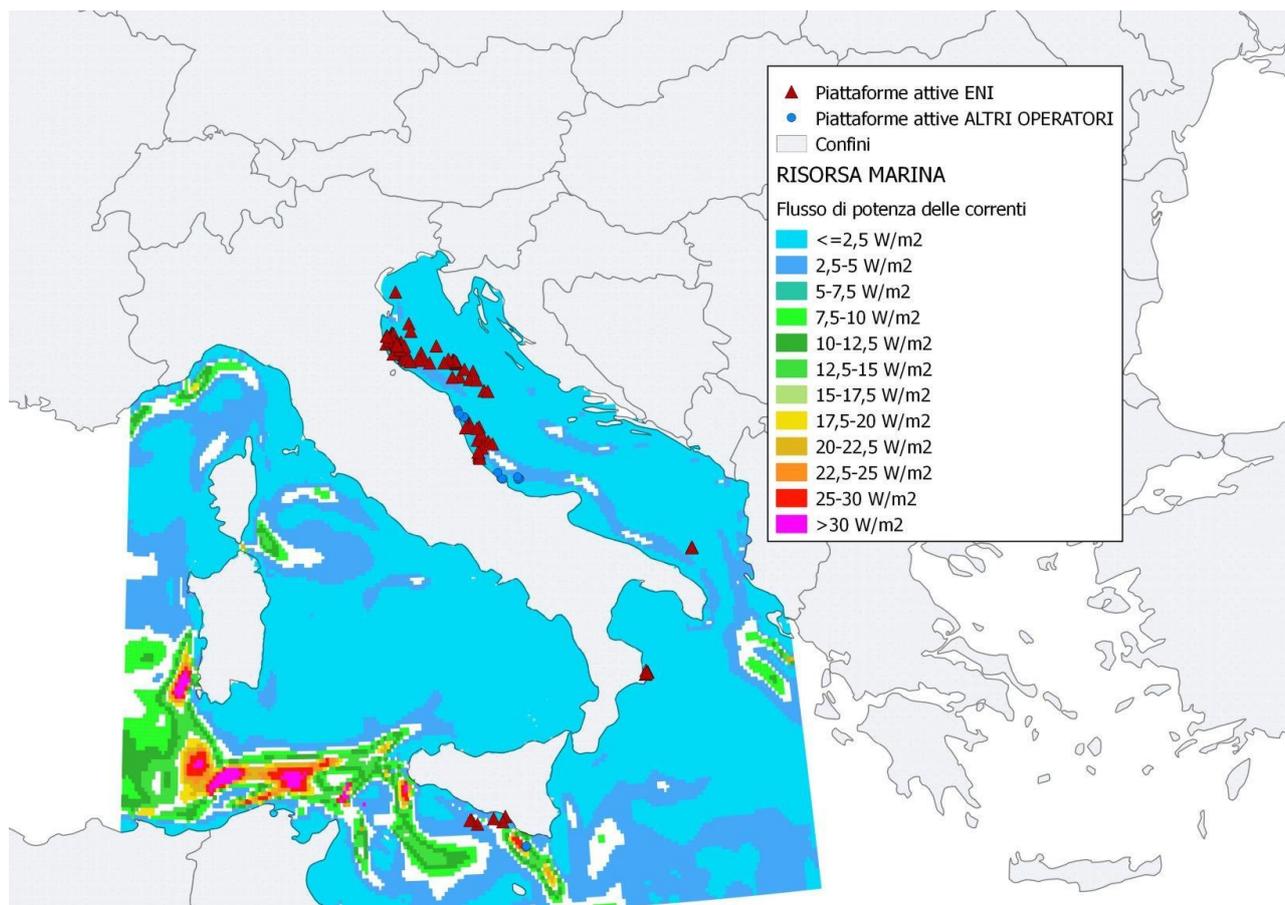


Figura 6: Mappa relativa al flusso specifico di potenza media annua delle correnti (fonte WebGIS TRITONE RSE).

Il database GIS è stato realizzato utilizzando il software open source Quantum GIS versione 2.14.1, al fine di raccogliere, per quanto possibile, tutte le informazioni caratterizzanti le piattaforme estrattive Oil&Gas e l'entità delle fonti rinnovabili offshore relative all'eolico, al fotovoltaico e all'energia da moti marini ovvero moto ondoso e da correnti.

Per ciascuna piattaforma attiva, tramite il database GIS è stato possibile estrarre, in corrispondenza del punto indicativo della posizione geografica della piattaforma, i dati relativi alle risorse rinnovabili considerate. Successivamente, per ciascuna piattaforma, l'entità delle quattro tipologie di fonti rinnovabili considerate, unitamente ai dati caratterizzanti le piattaforme e il rispettivo ambiente operativo, sono stati organizzati in una scheda riassuntiva. Tali schede sono state arricchite con il collegamento al sito web della ex DGS-UNMIG del MiSE, grazie al quale è possibile accedere ai dati di dettaglio riguardanti le caratteristiche tecniche, geografiche e amministrative delle singole piattaforme.

Inoltre, nell'ottica di sviluppare futuri scenari di ottimizzazione energetica delle piattaforme estrattive su scale temporali diverse, sono presenti anche le mappe relative alla risorsa eolica e alla risorsa solare rappresentate nei seguenti layer:

- Risorsa eolica: mappa contenente i valori di velocità media annua del vento (m/s) a 25, 50, 75, 100 m s.l.m. e di producibilità specifica eolica (MWh/MW) a 25, 50, 75, 100 m s.l.m. – fonte Atlante Eolico RSE.
- Risorsa solare: per la quale sono disponibili le seguenti tre mappe - fonte PVGIS – JRC: - mappa della radiazione solare incidente relativa al piano orizzontale, espressa in kWh/m<sup>2</sup>; - mappa della radiazione

solare incidente relativa al piano di inclinazione ottimale, espressa in kWh/m<sup>2</sup>; - mappa indicativa dell'angolo di inclinazione ottimale espresso in gradi.

Tra le informazioni importanti di carattere generale che si ritiene debbano essere considerate nella costruzione di un sistema GIS per un similare progetto dedicato, sono da ricomprendere oltre alle informazioni di carattere amministrativo, anche:

- le fasce di distanza dalla costa che rappresentano un dato utile per poter stimare sia i costi di un eventuale collegamento elettrico a terra e i costi di installazione e manutenzione dei dispositivi, sia l'impatto visivo in relazione soprattutto ai parchi eolici;
- le fasce di profondità del fondale utili per poter, in prima istanza, formulare ipotesi riguardo alla tipologia della fondazione idonea per le diverse fasce di profondità, e in particolare:
  - 0 - 30 m: fondazioni fisse di tipo monopalo e/o a gravità;
  - 30 - 50 m: fondazioni fisse di tipo jacket o tripode;
  - 50 - 200 m: piattaforme galleggianti.

Si riportano di seguito alcune indicazioni utili per la stima della possibile produzione energetica conseguibile. Infatti, in base al contenuto informativo delle schede realizzate sarebbe possibile, in linea di principio, procedere alla redazione di una graduatoria dei siti offshore impegnati dalle piattaforme che sulla carta si presentano potenzialmente più promettenti in quanto a produzione di energia elettrica da FER.

Nel caso in esame, l'integrazione delle FER (con riferimento ai settori dell'eolico e del fotovoltaico) non risponde solamente a criteri di realizzazione di impianti con ritorno economico in un periodo tipico di 5-7 anni. E' possibile accettare interventi FER con tempi di ritorno dell'investimento maggiori poiché vi è un valore aggiunto correlato ad un "ritorno di immagine", legato all'aumento della sostenibilità sia della produzione di energia sia dell'attività estrattiva, con un effetto atteso anche sulla miglior accettabilità degli impianti.

Un ulteriore aspetto da evidenziare per inquadrare al meglio i siti dal punto di vista della produzione di energia da FER riguarda i valori di efficienza delle diverse tipologie di impianti di conversione che devono essere considerati per tradurre adeguatamente il dato di risorsa disponibile in una stima energetica, per quanto possibile, attendibile. A tale riguardo nel seguito sono riportati alcuni aspetti da tenere in considerazione per il calcolo della produzione netta di energia elettrica attesa per ciascuna tipologia di FER disponibile nei siti delle piattaforme.

**Risorsa eolica** - Il dato di producibilità specifica estratto dalle mappe dell'Atlante Eolico RSE, è rappresentativo della produzione lorda mediamente conseguibile su base annua per unità di potenza (nel caso specifico MW) della capacità eolica che si intende installare. Il dato è stato determinato considerando le prestazioni medie di un pacchetto di modelli commerciali di aerogeneratori disponibili sul mercato nei primi anni del 2000, ipotizzando la totale disponibilità al funzionamento su base annua della potenza eolica e l'assenza di effetti penalizzanti sulla produzione che normalmente ricorrono nel funzionamento di questa tipologia di impianti. Partendo da tale dato per ottenere una stima più realistica della produzione netta di energia elettrica attesa per unità di potenza eolica installata occorre introdurre alcuni parametri. In generale per un impianto eolico onshore i parametri di cui tener conto per pervenire ad una stima di massima dell'efficienza complessiva utile alla valutazione della produzione netta attesa sono i seguenti:

- kdis: indice di disponibilità annua dell'impianto eolico (0.97);

- kaer: indice di efficienza aerodinamica<sup>7</sup> (0.95);
- kper: rendimento elettrico dell'impianto<sup>8</sup>(0.97);
- kpot: indice di garanzia della curva di potenza<sup>9</sup> (0.97);
- kret: indice di disponibilità media annua della rete elettrica a cui l'impianto cede la produzione (0.995).

È bene specificare che i valori indicati tra parentesi per i parametri sopra elencati sono maggiormente rappresentativi della situazione di parchi eolici onshore. Nel caso di impianti off-shore alcuni di essi potrebbero risultare di valore inferiore. Per esempio per quanto riguarda il valore relativo al parametro kdis, è probabile che, in considerazione delle condizioni più sfavorevoli in cui le turbine eoliche sono chiamate ad operare, risultano maggiormente probabili eventi che possono incidere negativamente sulla disponibilità delle macchine. Ad esempio, il raggiungimento del sito delle macchine per l'esecuzione di interventi manutentivi (straordinari e/o ordinari), nel caso di impianto off-shore, risulta essere fortemente influenzato dalle condizioni del mare. In altri termini a causa di ciò gli interventi manutentivi tesi a ripristinare il regolare funzionamento delle macchine, e quindi la disponibilità al funzionamento, potrebbero essere ritardati.

**Risorsa solare** - Per quanto riguarda la risorsa solare, al fine di pervenire ad una stima attendibile della produzione netta attesa su base annua, il dato di radiazione solare incidente media annua (espressa in kWh per m<sup>2</sup> di superficie attiva installata) è stato moltiplicato per il valore di efficienza complessiva che mediamente caratterizza su base annua la tipologia di impianti fotovoltaici piani. Tale valore può essere assunto pari a 0,153. Questo valore discende dai seguenti due fattori:

- rendimento medio degli impianti fotovoltaici in silicio policristallino (~15%) e monocristallino (~20%) disponibili sul mercato;
- Performance Ratio (ossia il rendimento di impianto che tiene conto di perdite elettriche, perdite per la temperatura di funzionamento dei moduli, eventuali ombreggiamenti, ecc.) considerato pari a 85%.

In pratica, per il campo fotovoltaico si è considerato un rendimento intermedio tra i valori indicati per i campi fotovoltaici che ricorrono più frequentemente nelle realizzazioni (campi con moduli in mono e poli cristallino rispettivamente) e moltiplicando tale valore per il parametro Performance Ratio sopra indicato.

**Risorsa marina** - Il dato relativo al moto ondoso estratto dalle mappe fornisce l'informazione circa la potenza annuale media disponibile estraibile dal moto ondoso in un dato sito per metro lineare di fronte d'onda intercettato. Per avere una stima circa la produzione attesa dal moto ondoso, il dato estratto può essere calcolato considerando l'efficienza media di conversione dei dispositivi presenti sul mercato (10-15%) e tenendo conto della percentuale annua delle ore di funzionamento del dispositivo alla sua potenza di targa ("Capacity Factor").

<sup>7</sup> Tale efficienza tiene conto delle perdite attribuibili all'interferenza aerodinamica che si esercita tra macchine di uno stesso impianto e, in qualche caso, anche di impianti vicini (il valore indicato per questo parametro è rappresentativo della situazione di perdite per interferenza aerodinamica del 5%, valore mediamente ricorrente in situazioni di parchi eolici onshore).

<sup>8</sup> Parametro che tiene conto delle perdite elettriche correlate allo sviluppo dell'impianto elettrico realizzato per il collegamento tra le macchine dell'impianto e per il collegamento dell'impianto alla rete elettrica esterna.

<sup>9</sup> Parametro indicativo delle prestazioni garantite per il modello di aerogeneratore nel sito in cui andrà ad operare (si tratta di un parametro definito in sede di contratto di acquisto delle macchine). In altri termini è indicativo della percentuale di garanzia della "curva di potenza" certificata / teorica.

Per quanto riguarda invece l'energia dalle correnti, il dato estratto dalle mappe è indicativo del flusso specifico di potenza. Anche in questo caso per calcolare la produzione energetica attesa occorre avere le informazioni riguardo l'area spazzata dal rotore del modello di turbina impiegato e il relativo rendimento. Tra i fattori che influiscono sulla scelta del dispositivo più adatto, vi è la velocità di cut-in, vale a dire la velocità alla quale il dispositivo comincia a produrre energia elettrica. A tale riguardo occorre osservare che le correnti nel Mar Mediterraneo hanno velocità relativamente basse e necessitano quindi di dispositivi con velocità di cut-in intorno a 0,8 m/s per iniziare a produrre energia elettrica.

### **BLUEMED - SEALINES MEDITERRANEAN SAFETY NETWORK ED ALTRI ELEMENTI D'INTERESSE SUL TEMA DEL RIUSO DI UNA PIATTAFORMA PETROLIFERA A FINE VITA MINERARIA**

Dal 2 luglio 2020 è disponibile sul sito web della ex DGS-UNMIG lo studio effettuato dalla Start-up SEALINE che ha portato all'ideazione di un hub di ricerca per la sperimentazione di un sistema integrato di produzione di energia basato sul riutilizzo di una piattaforma offshore in dismissione nel mar Adriatico.

La start-up, nata in seno a Bluemed e coordinata dal Ministero dello Sviluppo Economico in collaborazione con Rosetti Marino Group, ha potuto contare sul contributo di un network internazionale di policy makers e di esperti di eccellenza di diversi Paesi del Mediterraneo quali Grecia, Croazia, Egitto, Tunisia, Cipro e UK.

In particolare, il lavoro ha impostato lo studio di fattibilità tecnico economica della riconversione della piattaforma AZALEA A, in dismissione nel Mar Adriatico, in un laboratorio di ricerca con lo scopo di testare l'integrazione di sistemi di produzione di energia da fonti rinnovabili, la conversione in idrogeno e lo stoccaggio nelle sealines connesse alla piattaforma.

Lo studio è stato presentato in un webinar lo scorso 17 giugno 2020 ed è ora disponibile al link: [http://www.bluemed-initiative.eu/wp-content/uploads/2020/06/SEALINES-FEASIBILITY-STUDY\\_ultima-rev..pdf](http://www.bluemed-initiative.eu/wp-content/uploads/2020/06/SEALINES-FEASIBILITY-STUDY_ultima-rev..pdf)

Sono inoltre disponibili sul sito web della ex-DGSUNMIG (<https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/dismissione-mineraria-delle-piattaforme-marine>) altre informazioni di interesse sull'argomento del riuso di una piattaforma dismessa dalle attività di upstream petrolifero:

- ***Futuro delle piattaforme: Decommissioning e Blue Economy***

Seminario a OMC Offshore Mediterranean Conference & Exhibition 2019 - Ravenna 29 marzo 2019

- ***Il multi-uso delle infrastrutture offshore***

Conferenza finale del progetto europeo MUSES - Multi-uso nei mari europei (H2020) - Bruxelles 10 ottobre 2018. Ai lavori del progetto europeo MUSES coordinato dall'agenzia Marine Scotland (Gran Bretagna) che vede il coinvolgimento di molto 12 partner, tra cui il CNR-Istituto di Scienze Marine ha partecipato attivamente anche la DGS-UNMIG per cogliere spunti e condividere esperienze italiane sul tema prospettico del multi-uso delle piattaforme offshore.

Il progetto MUSES ha prodotto una concettualizzazione del "multi-uso" sostenibile in ambiente marino, quindi nel rispetto degli ecosistemi, della società (sicurezza sul lavoro, opportunità di crescita o diversificazione dei posti di lavoro, etc.) ed efficienza economica. Inoltre, interessanti sono le analisi comparate tra i vari bacini marini europei: Mare del Nord, Baltico, Mediterraneo e Mar Nero; l'Ocean Multi-Use Action Plan (Piano d'azione per il multi-uso degli oceani preparato dal progetto); e gli

approfondimenti sulle applicazioni integrate per la produzione di energia da fonti rinnovabili, acquacoltura e per lo sviluppo di prodotti turistici.

Una base scientifica e metodologica utile a supporto delle amministrazioni pubbliche e organizzazioni private coinvolte nei lavori della Pianificazione degli spazi marittimi (Direttiva 2014/89/EU recepita con il Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201 e con il Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° dicembre 2017 di approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo.) e nei processi di dismissioni delle infrastrutture offshore.

- ***Decommissioning of Offshore Oil&Gas Installations: opportunities for Blue Growth***

Evento organizzato da Alma Mater Studiorum Università di Bologna - Ravenna 2 luglio 2018

- ***Il futuro delle piattaforme***

Forum Ministero dello sviluppo economico - Roma 26 ottobre 2017

- ***The Multi-Use in European Seas e European Maritime Day***

Conferenza annuale dedicata ai temi del mare organizzata dalla Commissione europea - Poole (UK) 19 maggio 2017

- ***The Future of the Platforms and Blue Economy: Decommissioning, Multipurpose or Other Uses?***

Convegno DGS-UNMIG presso OMC Offshore Mediterranean Conference & Exhibition 2017 - Ravenna 23 marzo 2017