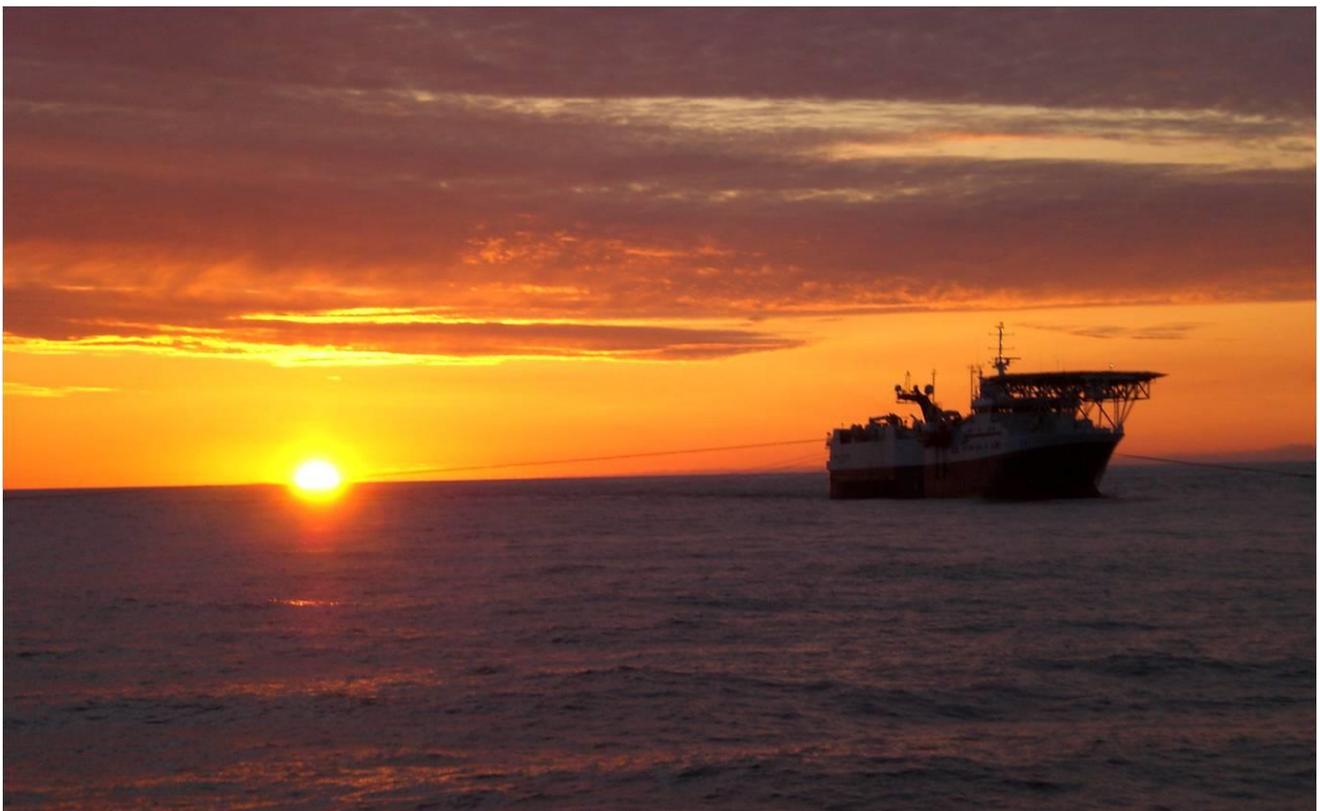


TGS-NOPEC Asker, Norvegia



**Prospezione Geofisica
al Largo della Costa
Nord-Occidentale della
Sardegna – Zona Marina E**

**Studio di Impatto
Ambientale
Quadro di Riferimento
Progettuale**

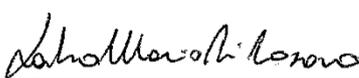


TGS-NOPEC Asker, Norvegia



**Prospezione Geofisica
al Largo della Costa
Nord-Occidentale della
Sardegna – Zona Marina E**

**Studio di Impatto
Ambientale
Quadro di Riferimento
Progettuale**

Preparato da	Firma	Data
Fabio Marzio Di Rosario		16/01/2015
Andrea Giovanetti		16/01/2015
Controllato da	Firma	Data
Linda Volpi		16/01/2015
Approvato da	Firma	Data
Claudio Mordini		16/01/2015
Sottoscritto da	Firma	Data
Paola Rentocchini		16/01/2015

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Sottoscritto da	Data
0	Prima Emissione	FDR/AGV	LV	CSM	PAR	Aprile 2014
1	Emissione Finale	FDR/AGV	LV	CSM	PAR	Giugno 2014
2	Aggiornamenti	FDR/AGV	LV	CSM	PAR	Gennaio 2015

INDICE

	<u>Pagina</u>
LISTA DELLE TABELLE	III
LISTA DELLE FIGURE	IV
LISTA DELLE FIGURE ALLEGATE	IV
1 INTRODUZIONE	1
2 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO E MOTIVAZIONI DEL PROGETTO	3
2.1 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO	3
2.1.1 Mercato degli Idrocarburi – Situazione Mondiale	3
2.1.2 Mercato degli Idrocarburi – Situazione Nazionale	7
2.1.3 Attività Offshore nel Settore Idrocarburi in Italia	11
2.2 LA ZONA MARINA E	13
2.3 FINALITÀ ED OBIETTIVI DEL PROGETTO	15
3 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	16
3.1 PRESENTAZIONE DEL PROPONENTE	16
3.2 AREA DI INDAGINE	16
3.3 OBIETTIVI MINERARI	20
3.4 ESPLORAZIONE DELL'AREA E POTENZIALE MINERARIO	22
3.5 METODOLOGIA DI INDAGINE E DURATA DELL'ATTIVITÀ	23
4 ANALISI DELLE ALTERNATIVE E MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI	24
4.1 OPZIONE ZERO	24
4.2 SCELTA DELLE AREE DI INDAGINE	24
4.3 SCELTE PROGETTUALI	25
4.3.1 Tecnica Impiegata	25
4.3.2 Tipologia di Sorgente	26
4.3.3 Sistema di Ricezione	27
4.3.4 Tipologia di Streamer	28
5 NORMATIVA E STANDARDS DI RIFERIMENTO	29
6 DESCRIZIONE DELLA TECNICA PRESCELTA PER I RILIEVI GEOFISICI	32
6.1 METODOLOGIA DI INDAGINE	32
6.2 SORGENTE DI ENERGIA	34
6.3 SISTEMA DI RICEZIONE	36
6.4 ELABORAZIONE DEI DATI	37
6.5 TIPOLOGIA DI UNITÀ NAVALI	38
7 PROGRAMMA DELLE ATTIVITÀ E CARATTERISTICHE DI MEZZI ED ATTREZZATURE PREVISTE	40
7.1 FASI OPERATIVE E PROGRAMMA DELLE ATTIVITÀ	40
7.2 AREE DI INDAGINE	42
7.3 CARATTERISTICHE DEL SISTEMA DI ENERGIZZAZIONE	42
7.4 CARATTERISTICHE DEL SISTEMA RICEVENTE	45
7.5 MEZZI NAVALI PREVISTI	46
7.6 ASPETTI OPERATIVI PER L'ESECUZIONE DEI RILIEVI GEOFISICI	49

INDICE **(Continuazione)**

	<u>Pagina</u>
8 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE	50
8.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA	50
8.1.1 Stima delle Emissioni da Traffico Marittimo	50
8.1.2 Altre Emissioni	52
8.2 PRELIEVI IDRICI	53
8.3 SCARICHI IDRICI	54
8.4 CONSUMO DI RISORSE	55
8.5 RIFIUTI PRODOTTI	56
8.6 EMISSIONI SONORE	57
8.6.1 Stima delle Emissioni da Traffico Marittimo	57
8.6.2 Stima delle Emissioni dalle Sorgenti di Energizzazione Air-gun	57
8.7 OCCUPAZIONE DI SPECCHIO ACQUEO	58
8.8 TRAFFICO MARINO CONNESSO	58
9 MISURE PROGETTUALI DI PREVENZIONE E TECNICHE DI RIDUZIONE DEGLI IMPATTI	60
9.1 LINEE GUIDA PER LA TUTELA DEI MAMMIFERI MARINI	60
9.2 MISURE DI MITIGAZIONE A TUTELA DEI MAMMIFERI MARINI E DI ALTRE SPECIE MARINE	62
9.3 MISURE ATTE A IMPEDIRE L'INTRAPPOLAMENTO DI RETTILI MARINI	63
9.4 MITIGAZIONE DELLE INTERFERENZE CON ALTRE ATTIVITÀ MARINE	65
10 ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA	66
10.1 SISTEMA DI GESTIONE HSE	66
10.2 DOTAZIONI DI SICUREZZA	66
10.3 GESTIONE DELLE EMERGENZE	67

RIFERIMENTI

Si noti che nel presente documento i valori numerici sono riportati utilizzando la formulazione seguente: separatore delle migliaia = virgola (,); separatore decimale = punto (.)

LISTA DELLE TABELLE

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 2.1: Andamento dei Consumi Nazionali di Energia in MTep (UP, 2014)	8
Tabella 2.2: Produzione di Idrocarburi nel Territorio Italiano dal 1993 al 2013 (DGRME, 2014)	9
Tabella 2.3: Attività di Esplorazione a Mare nel Periodo dal 1993 al 2013 (DGRME, 2014a)	11
Tabella 2.4: Decreto 9 Agosto 2013 – Coordinate Vertici Zona Marina E – Settore Ovest (sito web: unmig.sviluppoeconomico.gov.it)	14
Tabella 3.1: Coordinate dei Vertici delle Linee Relative al grid che si intende Acquisire (Sistema di Riferimento / Datum WGS84)	19
Tabella 7.1: Fasi Operative e Durata delle Attività (TGS-NOPEC, 2014a)	40
Tabella 7.2: Sistema di Energizzazione (TGS-NOPEC, 2013b; 2014a)	43
Tabella 7.3: Sistema Ricevente (TGS-NOPEC, 2013b; 2014a)	46
Tabella 7.4: Unità Navali “Seismic Vessel” Tipiche (TGS-NOPEC, 2013b; 2014a)	47
Tabella 7.5: Mezzi Navali di Supporto Tipici (TGS-NOPEC, 2014a)	48
Tabella 8.1: Fattori di Emissione (Trozzi, 2010)	51
Tabella 8.2: Stima delle Emissioni di Inquinanti da Traffico Navale – Fase 2D	52
Tabella 8.3: Stima delle Emissioni di Inquinanti da Traffico Navale – Fase 3D	52
Tabella 8.4: Prelievi Idrici Principali	53
Tabella 8.5: Scarichi Idrici Principali	55
Tabella 8.6: Traffico Marittimo Connesso	59

LISTA DELLE FIGURE

<u>Figura No.</u>	<u>Pagina</u>
Figura 2.1: Consumi Energetici Mondiali (UP, 2014)	3
Figura 2.2: Peso delle Aree OCSE e non-OCSE sui Consumi di Petrolio - Peso Percentuale (UP, 2014)	4
Figura 2.3: Peso delle Aree OPEC e non-OPEC sui Consumi di Petrolio - Peso Percentuale (UP, 2014)	5
Figura 2.4: Consumi di Energia Storici e Previsioni a Livello Mondiale (EIA, 2014)	6
Figura 2.5: Consumo di Energia nel Mondo per Tipologia di Combustibile (Btu) - 1980-2040 (EIA, 2014)	7
Figura 2.6: Andamento della Produzione Nazionale di Gas Naturale dal 1992 al 2013 (DGRME, 2014)	10
Figura 2.7: Andamento della Produzione Nazionale di Olio Greggio dal 1992 al 2013 (DGRME, 2014)	10
Figura 2.8: Numero di Permessi di Ricerca in Mare negli anni 2001-2013 distinti per Zona Marina (DGRME, 2013b)	12
Figura 2.9: Decreto 9 Agosto 2013 - Zona Marina E (sito web: unmig.sviluppoeconomico.gov.it)	14
Figura 3.1: Vertici Estremi di ogni Linea del Grid di Acquisizione Sistema di Riferimento/Datum WGS84 (TGS-NOPEC 2014)	18
Figura 3.2: Schema Generale dell'Assetto Geologico dell'Offshore Occidentale Sardo	21
Figura 3.3: Rilievo TGS WMR-01 RE13 (Acquisizione 2001/ Riprocessati 2013) Linee Sismiche e Gravimetriche (sito web: http://www.tgs.com/TGS/specsheets/WMR01RE13_SpecSheet.pdf)	22
Figura 3.4: Progetto ViDEPI - Linee Sismiche OffShore Sardegna (sito web: unmig.sviluppoeconomico.gov.it)	23
Figura 4.1: Confronto Potenza/Frequenza per Diverse Tipologie di Sorgenti (http://woodshole.er.usgs.gov/operations/sfmapping/seismic.htm)	27
Figura 4.2: Tipologie di Ricevitori utilizzati nelle Indagini Geofisiche a Mare (OGP-IAGC, 2011)	28
Figura 6.1: Tipico Layout per Indagine Sismica (TGS-NOPEC, 2014a)	33
Figura 6.2: Layout Tipici per Rilievi Sismici 2D e 3D (OGP, 2011)	34
Figura 6.3: Principio di Funzionamento dell'Air Gun	35
Figura 6.4: Configurazione Air Gun Array tipo	36
Figura 6.5: Esempio di Cavo Sismico o Streamer (OGP, 2011)	37
Figura 6.6: Rilievi Geofisici Sismici – Unità Navali Tipo	39
Figura 7.1: Cronoprogramma Preliminare	41
Figura 7.2: Configurazione Tipica Air-gun Array	44
Figura 7.3: Layout di Traino a 2 Sorgenti	44
Figura 7.4: Air-Gun Tipici - Singoli e Cluster (sito web: www.bolt-technology.com)	45
Figura 9.1: Esempi di Boa di Coda (Sito web: www.ketosecology.co.uk)	64
Figura 9.2: Esempi di "Turtle Guards" (Sito web: www.ketosecology.co.uk)	64

LISTA DELLE FIGURE ALLEGATE

Figura 6.1: Area di Indagine e Linee di Acquisizione Rilievo Geofisico 2D

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

PROSPEZIONE GEOFISICA AL LARGO DELLA COSTA NORD-OCCIDENTALE DELLA SARDEGNA ZONA MARINA E

1 INTRODUZIONE

TGS-NOPEC intende effettuare una campagna di prospezioni geofisiche al largo della costa Nord-Ovest della Sardegna, all'interno dell'area della "Zona Marina E", come rimodulata dal Decreto Ministeriale 9 Agosto 2013.

Ai sensi della vigente normativa, le attività di prospezione in mare (di cui al punto 7 dell'Allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 e smi) sono assoggettate alla procedura di valutazione di impatto ambientale di competenza statale.

Il presente documento costituisce il **Quadro di Riferimento Progettuale** dello Studio di Impatto Ambientale che è stato predisposto ai sensi dell'Articolo 3 del D.P.C.M. 27 Dicembre 1988 e dell'Articolo 22 e Allegato VII del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. e descrive gli aspetti progettuali di rilievo per la successiva valutazione degli impatti.

L'analisi del Quadro di Riferimento Progettuale è condotta al fine di definire le caratteristiche delle attività in progetto nel loro complesso, con riferimento alle finalità e agli obiettivi prefissati.

Nel presente documento vengono illustrate le motivazioni che hanno condotto a sviluppare il progetto considerando l'insieme dei condizionamenti e dei vincoli di cui si è dovuto tenere conto; vengono, altresì, descritte le motivazioni tecniche delle scelte progettuali e delle principali alternative localizzative e tecnologiche.

Nell'ambito del progetto sono individuate le principali fasi operative e sono quantificate le risorse in ingresso e le emissioni in uscita (bilanci di materia).

La descrizione del progetto comprende, inoltre, le eventuali misure di carattere gestionale che si ritiene opportuno adottare per contenere gli impatti e gli interventi tesi a riequilibrare eventuali scompensi indotti sull'ambiente.

Il presente documento è così strutturato:

- Capitolo 2: fornisce un inquadramento del mercato energetico ed illustra gli obiettivi e le finalità del progetto;
- Capitolo 3: contiene una descrizione generale delle attività in progetto, dei possibili obiettivi minerari ricercati, delle indagini effettuate in passato nell'area e del suo potenziale minerario, della metodologia di indagine e della durata delle attività;
- Capitolo 4: illustra le motivazioni delle scelte progettuali e le alternative prese in considerazione, inclusa l'"opzione zero";
- Capitolo 5: riporta la normativa e gli standard di riferimento;
- Capitolo 6: illustra la tecnica prescelta per l'esecuzione dei rilievi geofisici e la tipologia di mezzi ed attrezzature generalmente impiegati;

- Capitolo 7: descrive le fasi operative, le aree di indagine, le caratteristiche dei mezzi e delle attrezzature previste per l'esecuzione delle attività in progetto e gli aspetti operativi;
- Capitolo 8: descrive il quadro delle possibili interazioni delle attività in progetto con l'ambiente;
- Capitolo 9: descrive le misure di prevenzione e riduzione degli impatti;
- Capitolo 10: illustra i principali aspetti riguardanti la sicurezza del progetto e la gestione delle emergenze.

2 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO E MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Nel presente Capitolo sono riportati:

- un inquadramento del mercato energetico a livello mondiale e nazionale ed una descrizione delle attività offshore nel settore idrocarburi in Italia nell'ultimo decennio (Paragrafo 2.1);
- la descrizione della Zona Marina E (Paragrafo 2.2);
- gli obiettivi e le finalità del progetto (Paragrafo 2.3).

2.1 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO

2.1.1 Mercato degli Idrocarburi – Situazione Mondiale

Secondo quanto riportato nella “*Relazione Annuale 2014*” dell’Unione Petrolifera (UP) che fornisce ogni anno un quadro completo del mercato degli idrocarburi a livello internazionale il 2013 ha mostrato graduali segnali di miglioramento, sebbene con una mutata dinamica nelle diverse regioni e con un discreta ripresa del commercio internazionale.

Il petrolio resta la principale fonte di energia a livello mondiale con una quota superiore al 31%. Complessivamente le fonti fossili hanno soddisfatto l’82% della domanda di energia primaria e la loro disponibilità è cresciuta negli ultimi anni non solo grazie al contributo delle cosiddette fonti non-convenzionali, ma anche ai progressi tecnologici che hanno permesso di migliorare i tassi di recupero. Complessivamente i consumi hanno superato i 13 miliardi di tep¹ (si veda la seguente Figura 2.1).

Mondo - I consumi energetici
(Milioni di tep)

	1990	1995	2000	2005	2009	2010	2011	2012
Combustibili solidi	2.230	2.221	2.358	2.972	3.344	3.597	3.778	3.855
Gas naturale	1.668	1.812	2.072	2.365	2.537	2.741	2.786	2.867
Petrolio	3.238	3.376	3.661	4.021	4.010	4.148	4.140	4.192
Nucleare	526	608	676	722	703	719	674	644
Idro-geotermica	218	252	277	306	343	360	365	381
Eolico e solare	2	3	8	16	39	47	61	76
Biomasse e rifiuti	906	968	1.032	1.130	1.239	1.291	1.311	1.331
TOTALE	8.788	9.240	10.084	11.532	12.215	12.903	13.115	13.346

Fonte: Elaborazioni ENI

Figura 2.1: Consumi Energetici Mondiali (UP, 2014*)

La domanda petrolifera mondiale, nel 2013 ha mostrato un profilo decisamente positivo (+1.4%), toccando i 91.4 milioni barili/giorno, 1.24 milioni barili/giorno in più rispetto al 2012 e circa 2.4 milioni al 2011.

* L’elenco dei riferimenti è riportato in fondo al testo.

¹ Tep: tonnellata equivalente di petrolio, rappresenta la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio greggio e vale circa 42 miliardi di joule.

Oltre il 90% di questa maggiore domanda è stata concentrata nei Paesi non - OCSE² (+2.6%) che, tuttavia, non sono arrivati a superare la soglia del 50% del totale, ancora appannaggio dei Paesi OCSE sebbene per pochi decimi di punto. Un traguardo che dovrebbe essere raggiunto nel corso del 2014.

Fra il 2008 e il 2013 il delta fra le due aree è passato dagli oltre 10 milioni di barili/giorno a neanche 1 milione.

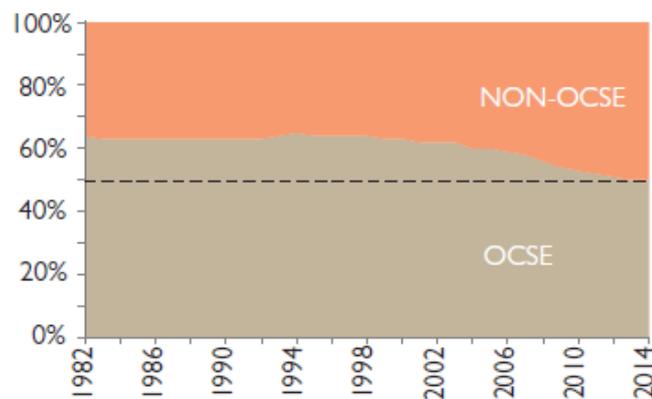
La Cina ha concorso con oltre 10 milioni barili/giorno, posizionandosi al secondo posto nella classifica dei maggiori consumatori mondiali, pari a circa la metà della domanda dell'intera Asia e subito dopo gli Stati Uniti. Nei Paesi OCSE la crescita della domanda di petrolio nel 2013 è stata sostanzialmente piatta (+0.2%) anche se va rilevato il primo segno positivo dal 2010.

Le maggiori difficoltà si sono registrate in Europa che ha complessivamente evidenziato un calo della domanda di circa l'1%, quasi interamente concentrato in soli cinque Paesi (Francia, Germania, Italia, Spagna e Regno Unito).

Il modesto recupero dei Paesi OCSE nel 2013 non sembra essere confermato dall'andamento della prima parte del 2014, tornati a flettere, mentre la domanda mondiale, che nel secondo trimestre dell'anno si è attestata poco sopra quota 92 milioni barili/giorno, a fine anno dovrebbe arrivare a circa 93 milioni, l'1.4% in più rispetto a oggi.

Secondo le stime dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE), nel periodo 2020-2035 la domanda di petrolio dovrebbe attestarsi tra i 97 e i 111 milioni barili/giorno, secondo lo Scenario di riferimento, cioè tra il 5% e il 20% in più rispetto ad oggi.

Nella figura seguente è illustrato il peso percentuale dei consumi di petrolio delle aree OCSE e non-OCSE.



Note: Da Agosto 2012 Cile, Estonia, Israele e Slovenia sono entrati a far parte dell'OCSE

Figura 2.2: Peso delle Aree OCSE e non-OCSE sui Consumi di Petrolio - Peso Percentuale (UP, 2014)

L'offerta nel 2013 si è attestata a 91.5 milioni barili/giorno (630,000 barili in più rispetto al 2012), e superiore alla domanda di appena 70,000 barili/giorno rispetto ai 680,000 del 2012.

² OCSE: Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (nel seguito anche OECD - Organisation for Economic Cooperation and Development).

A fronte di un calo di 710,000 barili/giorno dei Paesi OPEC³, la produzione dei Paesi non-OPEC è salita di oltre 1.3 milioni barili/giorno ed in particolare negli Stati Uniti (da cui è derivato l'86 per cento dell'incremento) e Canada, che hanno ampiamente compensato le riduzioni registrate in altre aree, portando di conseguenza ad una significativa modifica dei principali flussi commerciali.

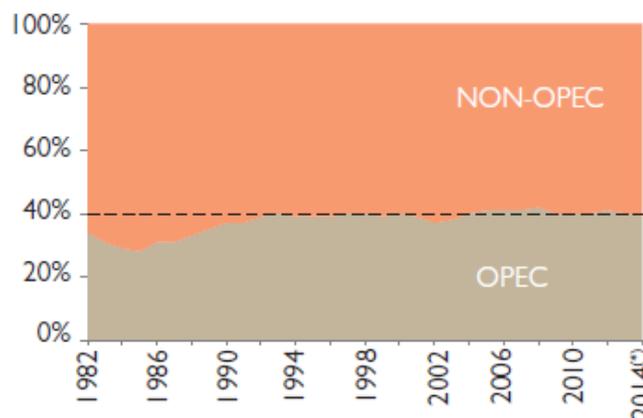
L'OPEC ha visto ridursi la propria quota di un paio di punti percentuali, non solo per la ripresa produttiva nei Paesi OCSE, ma anche per le numerose difficoltà emerse in importanti aree.

Le situazioni più critiche si sono avute in Libia, Iran, Siria e Nigeria che complessivamente nel 2013 hanno fatto venire meno al mercato quasi 1 milione di barili/giorno.

L'OPEC attualmente può contare su una consistente spare capacity, pari al 5% dell'offerta totale.

Gli Stati Uniti, attualmente con oltre 11 milioni barili/giorno, si posizionano al primo posto nella classifica dei maggiori produttori mondiali, con un aumento di oltre 2 milioni di barili/giorno in soli due d'anni, sopravanzando anche la Russia che si è fermata poco sotto gli 11 milioni.

Complessivamente, nell'ultimo decennio, l'offerta è cresciuta di circa 11.2 milioni barili/giorno, contro i 12.6 milioni del decennio precedente. Dal 2008 a oggi l'incremento della produzione è stato di 4.7 milioni barili/giorno, di cui l'83% coperto dai Paesi OPEC.



Note: (*) primo semestre

Figura 2.3: Peso delle Aree OPEC e non-OPEC sui Consumi di Petrolio - Peso Percentuale (UP, 2014)

L'“*International Energy Outlook 2013*” dell'Energy Information Administration (EIA), descrive gli scenari futuri riguardo ai consumi energetici e alle principali fonti energetiche utilizzate.

Come mostrato nella figura seguente, nonostante la situazione attuale di crisi economica, il consumo energetico è destinato ad aumentare del 56% dal 2010 fino al 2040. Il maggior consumo di energia nelle previsioni 2010 – 2040 è riconducibile ai paesi al di fuori dell'OCSE (OECD in figura).

³ OPEC: Organisation of the Petroleum Exporting Countries.

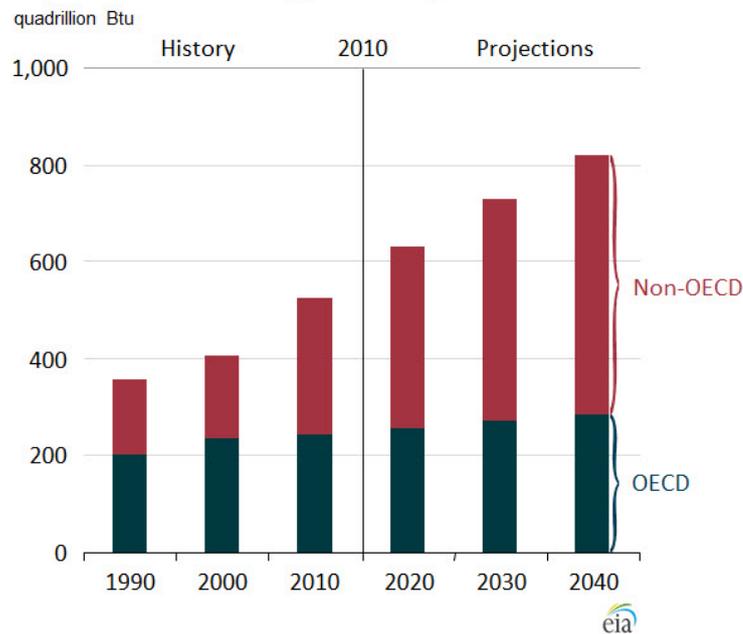


Figura 2.4: Consumi di Energia Storici e Previsioni a Livello Mondiale (EIA, 2014)

Come mostrato in Figura 2.4, si prevede un aumento di quasi 300×10^{15} Btu⁴ tra il 2010 e il 2040.

Per quanto riguarda le diverse fonti energetiche, in Figura 2.5 si nota come sia previsto che la quota parte dei consumi di energia totale da combustibili fossili decresca dall'82% nel 2012 all'80% nel 2040, mentre si prevede un trend di crescita del contributo delle fonti rinnovabili dal 9% nel 2012 al 12% nel 2040.

In proiezione si riscontra una crescita dei consumi di gas naturale dello 0,8% dal 2012 al 2040, mentre è prevista una decrescita dei consumi relativi alla quota parte dei combustibili liquidi dal 36% nel 2012 al 31% nel 2040; benchè questi ultimi rappresentino ancora la principale sorgente di energia, molti utenti se ne stanno allontanando visto l'alto prezzo del petrolio.

⁴ Btu (British Thermal Unit): unità di misura dell'energia utilizzata nel sistema tecnico anglosassone, pari a 1,055.56 joule ("Btu internazionale"). Multipli della Btu sono il therm (10^5 Btu), e il quad (10^{15} Btu, "quadrillion in figura). Un milione di barili di olio al giorno equivalgono a due quad all'anno.

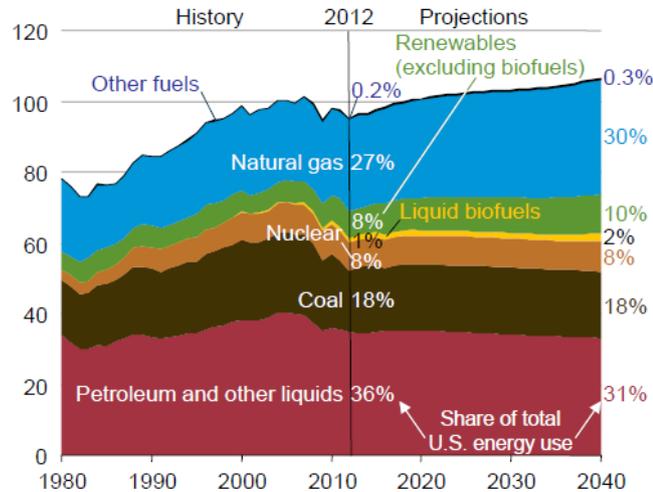


Figura 2.5: Consumo di Energia nel Mondo per Tipologia di Combustibile (Btu) - 1980-2040 (EIA, 2014)

2.1.2 Mercato degli Idrocarburi – Situazione Nazionale

Secondo quanto riportato nella “*Relazione Annuale 2014*” dell’Unione Petrolifera (UP), la ripartenza dell’economia italiana e l’uscita definitiva dalla crisi sembrano ancora frenate sia dalle incertezze sulla solidità dello scenario mondiale, come l’espansione meno dinamica dei Paesi emergenti o le tensioni in Ucraina, sia dagli strascichi della crisi che permangono all’interno del nostro Paese.

Pur non essendo ancora visibile uno slancio della ripresa, nel terzo trimestre del 2013 si è almeno arrestata la prolungata caduta del Pil, in corso dall’estate 2011, per segnare un modesto recupero (+0.1%) nell’ultimo trimestre.

Anche gli indirizzi di fiducia delle imprese sono migliorati a fine anno, tornando sui livelli di inizio 2011.

Le dinamiche trimestrali evidenziano così dei segnali di moderato recupero, non rilevabile dal valore del dato annuo, sceso dell’1.9%, in misura meno marcata rispetto al 2012 (-2.4%).

I consumi di energia hanno continuato a ridursi con una flessione attorno al 3.0%: si sono fermati a 171.0 Mtep e sono così tornati a valori vicini a quelli di metà anni ‘90.

L’ulteriore contrazione dell’attività industriale, insieme alla mancata ripresa della domanda, ha interessato tutte le principali fonti di energia, sebbene con intensità diverse:

- il petrolio ha segnato un -5.2% e con 59.0 Mtep è tornato sui valori di 50 anni fa;
- il gas è sceso del 6.5%, attestandosi a 57.4 Mtep, un valore analogo a quello dei primi anni 2000;
- sul carbone la contrazione percentuale è ancora più marcata (-12.2%) e i 14.6 Mtep sono quasi allineati a quelli del 2010, in conseguenza della persistente crisi del settore siderurgico e dei minori impieghi nella produzione termoelettrica.

Scendono del 2.2% (9.2 Mtep) anche le importazioni nette di energia elettrica.

Per contro, le fonti rinnovabili hanno superato i 30 Mtep, con un incremento stimato del 16%, sostenute da incentivi e in conseguenza dell’arrivo a regime della produzione degli impianti entrati in attività nei periodi di più recente sviluppo.

La produzione interna di energia, compresa quella di greggio e gas naturale, ha ridotto la nostra dipendenza dall'estero, che è scesa al 76.1% rispetto al 79% del 2012. Nella seguente tabella sono riportati i consumi nazionali per fonte di energia.

Tabella 2.1: Andamento dei Consumi Nazionali di Energia in Mtep (UP, 2014)

Fonte Energia	2000	2005	2008	2009	2010	2011	2012	2013	% 2013 vs 2012	Peso sul Totale 2013
Combustibili solidi	12.8	17	16.7	13	14.9	16.6	16.6	14.6	-12.2%	8.5%
Gas naturale ⁽²⁾	57.9	70.7	69.5	63.9	68.1	63.8	61.4	57.4	-6.5%	33.6%
Energia elettrica	9.8	10.8	8.8	9.9	9.7	10.1	9.5	9.2	-2.2%	5.4%
Petrolio ⁽³⁾	92	85.2	79.3	73.3	72.2	69.1	62.2	59.0	-5.2%	34.5%
Fonti rinnovabili	12.9	13.6	17	20.2	22.9	24.6	26.6	30.8	15.8%	18.0%
Totale	185.4	197.3	191.3	180.3	187.8	184.2	176.3	171.0	-3.0%	100.0%

Note:

- (1) Dati provvisori. Variazioni calcolate su tre decimali.
- (2) Serie storica ricostituita in base al coefficiente di 8,190 usato per la trasformazione in Tep e adottato a partire dal 2008 dal Ministero dello Sviluppo Economico per uniformità con le statistiche internazionali (Eurostat, IEA)
- (3) I valori successivi al 1997 includono l'Orimulsion impiegato per produzione di elettricità. Dal 1998 è cambiata metodologia di rilevazione delle importazioni di coke di petrolio

La flessione dei consumi di energia (-3.0%), insieme al rafforzamento dell'euro rispetto al dollaro (+3.4%) e al calo delle quotazioni, hanno prodotto nel 2013 un deciso ridimensionamento della fattura energetica italiana.

La spesa nazionale per l'approvvigionamento di energia dall'estero (costituita dal saldo fra l'esborso per le importazioni e gli introiti derivanti dalle esportazioni) è scesa, infatti, a 55,823 milioni di euro, contro i 64,877 del 2012 (-14%), con un risparmio di oltre 9 milioni di euro. Il peso della fattura energetica sul Pil nel 2013 è stato pari al 3.6%, contro una media dell'1.5% negli anni '90: le incidenze più elevate sono state registrate nel periodo 1980-85, mediamente pari al 5.2%.

Fra le fonti che hanno rilevato i maggiori decrementi rispetto all'anno precedente, c'è la spesa netta per l'approvvigionamento del gas, passata da 24 a poco più di 20 miliardi di euro (-17%), che, con oltre 4 miliardi di euro in meno, ha fornito il maggior risparmio alla spesa energetica.

Nel 2013 anche la fattura petrolifera si è ridimensionata, passando da 33.908 miliardi del 2012 a 30.509 miliardi di euro (circa 3.4 miliardi in meno, pari al -10%), in conseguenza del miglioramento di tutti i fattori determinanti: raffreddamento delle quotazioni internazionali, rafforzamento del cambio nonché la contrazione dei consumi (-5.3%).

Il costo medio annuo di una tonnellata di greggio è stato pari a 607.5 euro contro i 642.6 del 2012, con un decremento del 5.5%, che è la risultante di un minore costo all'origine (-2.2% in dollari) e di un apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+3.4%).

Il peso sul Pil della fattura petrolifera pur essendo sceso al 2% rispetto al 2.2% del 2011-2012, rimane fra i valori più elevati dalla metà degli anni '80, contro una media dell'1.5% registrato nel decennio 2000-2010. Nel periodo di picco (1980 – 83) era stato in media il 4.6%.

Nel 2013 la produzione di greggio nel nostro Paese è risultata in crescita per il terzo anno consecutivo, registrando un aumento del 2% e toccando quota 5.5 milioni di tonnellate; il gas naturale ha invece segnato un'inattesa battuta di arresto, attestandosi a poco più di 7.7 miliardi di metri cubi (-9.5%).

Considerando le quotazioni del greggio e del gas naturale, la produzione nazionale complessivamente nel 2013, pari a 11.9 Mtep, ha soddisfatto il 10% del fabbisogno totale di idrocarburi, consentendo un risparmio di 5.4 miliardi di euro nella nostra fattura energetica.

Tale tendenza è sostanzialmente confermata dai dati riportati nel “*Rapporto Annuale 2014*” del Dipartimento per l’Energia – Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche (DGRME) del Ministero dello Sviluppo Economico. In base alle stime riportate nel suddetto documento, nel 2013 la produzione del gas è stata di 7.71 miliardi di Sm³, mentre per quanto riguarda l’olio è stata di 5.48 milioni di tonnellate.

La produzione di idrocarburi nel territorio nazionale nel periodo 1993-2013 è riportata nella tabella seguente.

Tabella 2.2: Produzione di Idrocarburi nel Territorio Italiano dal 1993 al 2013 (DGRME, 2014)

Anno	Gas Naturale (Sm ³ x 10 ⁹)			Olio Greggio (t x 10 ⁶)		
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale
1993	4.82	14.65	19.47	3.11	1.51	4.62
1994	4.58	16.06	20.64	3.61	1.26	4.87
1995	4.29	16.09	20.38	4.09	1.12	5.21
1996	4.09	16.13	20.22	4.39	1.04	5.43
1997	3.92	15.54	19.46	4.87	1.07	5.94
1998	3.64	15.53	19.17	4.08	1.52	5.60
1999	3.33	14.29	17.62	3.40	1.59	4.99
2000	3.66	13.11	16.77	3.20	1.36	4.56
2001	2.94	12.61	15.55	3.11	0.96	4.07
2002	2.79	12.15	14.94	4.47	1.03	5.50
2003	2.68	11.32	14.00	4.54	1.00	5.54
2004	2.38	10.54	12.92	4.46	0.95	5.41
2005	2.41	9.55	11.96	5.32	0.77	6.09
2006	2.33	8.51	10.84	5.06	0.70	5.76
2007	2.35	7.28	9.63	5.08	0.76	5.84
2008	2.26	6.81	9.07	4.69	0.53	5.22
2009	2.00	5.90	7.90	4.00	0.50	4.50
2010	2.10	5.80	7.90	4.40	0.70	5.10
2011	2.30	6.00	8.30	4.60	0.64	5.24
2012	2.47	6.07	8.54	4.90	0.47	5.37
2013	2.43	5.28	7.71	4.76	0.72	5.48

I dati riportati nella Tabella 2.2 evidenziano che l’ultimo decennio è stato caratterizzato da una prima fase di costante calo della produzione, con i valori minimi registrati nell’anno 2009. Nello specifico:

- per quanto riguarda l’olio si rileva una più recente fase di crescita iniziata nel 2010 e confermata dai dati di produzione del 2013;
- per il gas naturale, dopo una iniziale ripresa cominciata nel 2011 e proseguita nel 2012, la produzione dell’anno 2013 è di nuovo iniziata a calare registrando il minimo storico di 7.71 miliardi di Sm³.

Le Figure seguenti confermano quanto riportato nella Tabella 2.2 ed illustrano l’andamento delle produzioni nazionali di gas naturale e olio greggio.

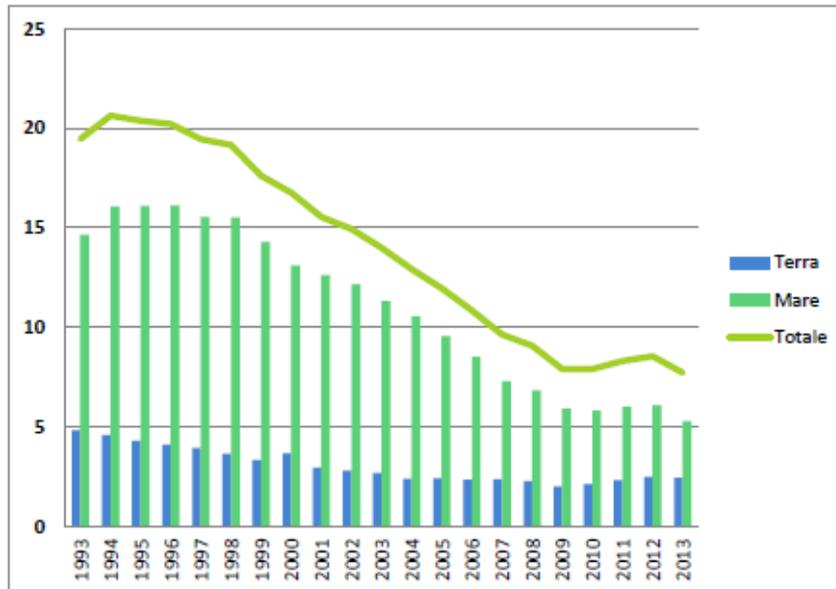


Figura 2.6: Andamento della Produzione Nazionale di Gas Naturale dal 1992 al 2013 (DGRME, 2014)

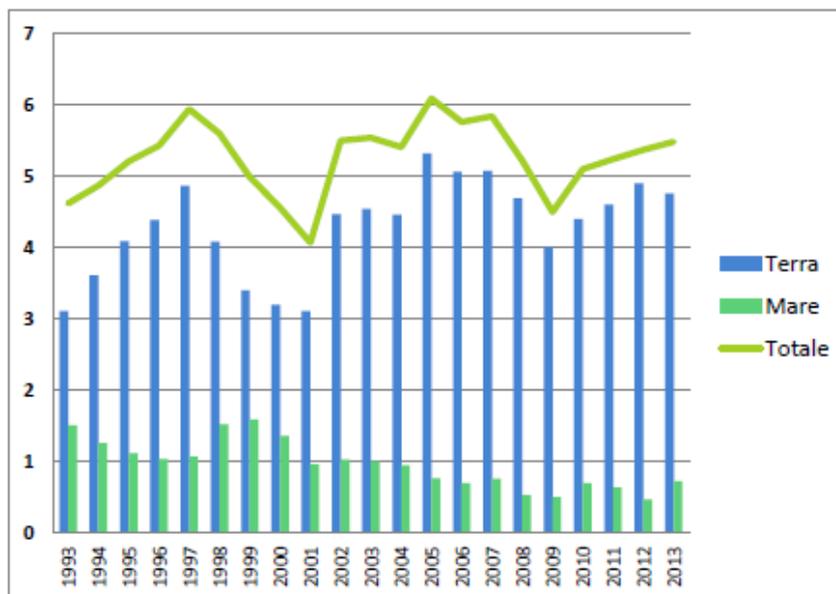


Figura 2.7: Andamento della Produzione Nazionale di Olio Greggio dal 1992 al 2013 (DGRME, 2014)

Dall'analisi dei dati riportati in Tabella 2.2 si evince, inoltre, che il contributo delle attività offshore nel 2013, in termini di produzione nazionale di idrocarburi, è stato:

- circa il 68% della produzione di gas naturale;
- circa il 13% della produzione di olio.

2.1.3 Attività Offshore nel Settore Idrocarburi in Italia

L'insieme delle attività di esplorazione e produzione idrocarburi è comunemente indicato con il termine *upstream*. L'esplorazione è effettuata tramite rilievi geofisici, finalizzati a definire le caratteristiche del sottosuolo, e indagini e perforazioni finalizzate ad accertare la presenza degli idrocarburi e valutare, tramite prove di produzione, le caratteristiche qualitative e quantitative del giacimento individuato. In caso di esito positivo della ricerca si procede poi con la messa in produzione del giacimento tramite la realizzazione delle strutture e delle opere necessarie per lo sfruttamento della risorsa.

Le attività dell'*upstream* sono effettuate previo rilascio, da parte del MSE, di un titolo minerario, secondo quanto previsto dal Decreto Direttoriale 22 Marzo 2011 (si rimanda a tal riguardo al Quadro di Riferimento Programmatico del presente studio). I titoli minerari sono suddivisi in:

- permesso di prospezione: consente di effettuare rilievi geografici, geologici, geochimici e geofisici (escluse le perforazioni dei pozzi esplorativi di ogni specie), al fine di accertare la natura del sottosuolo e del sottofondo marino;
- permesso di ricerca: consente lo svolgimento delle attività volte all'accertamento dell'esistenza di idrocarburi liquidi e gassosi, comprendenti le indagini geologiche, geochimiche e geofisiche, nonché la perforazione di pozzi esplorativi;
- concessione di coltivazione: consente la produzione di idrocarburi liquidi e gassosi.

Il *Rapporto Annuale 2014* redatto dal DGRME fornisce i dati relativi alle attività di ricerca e produzione idrocarburi a mare e in terraferma in Italia.

Nella tabella seguente si riporta il numero dei permessi di ricerca a mare rilasciati e dei pozzi esplorativi realizzati offshore durante il periodo 1993 – 2013.

Tabella 2.3: Attività di Esplorazione a Mare nel Periodo dal 1993 al 2013 (DGRME, 2014a)

Anno	Permessi di Ricerca a Mare	Attività di Esplorazione a Mare	
		No. pozzi	Metri perforati
1993	65	6	10,123
1994	63	10	23,467
1995	64	8	14,793
1996	53	10	27,550
1997	55	11	30,266
1998	56	9	18,794
1999	55	6	12,374
2000	48	6	19,065
2001	45	2	2,325
2002	40	5	11,200
2003	34	5	8,658
2004	27	0	0
2005	30	0	0
2006	29	3	9,139
2007	32	1	3,517
2008	27	3	6,673
2009	25	0	0
2010	25	0	0
2011	25	0	0
2012	21	0	0
2013	21	0	0

Sono inoltre riportati, per il periodo 2001-2012, i permessi di ricerca in mare distinti per zona marina (DGRME, 2013b).

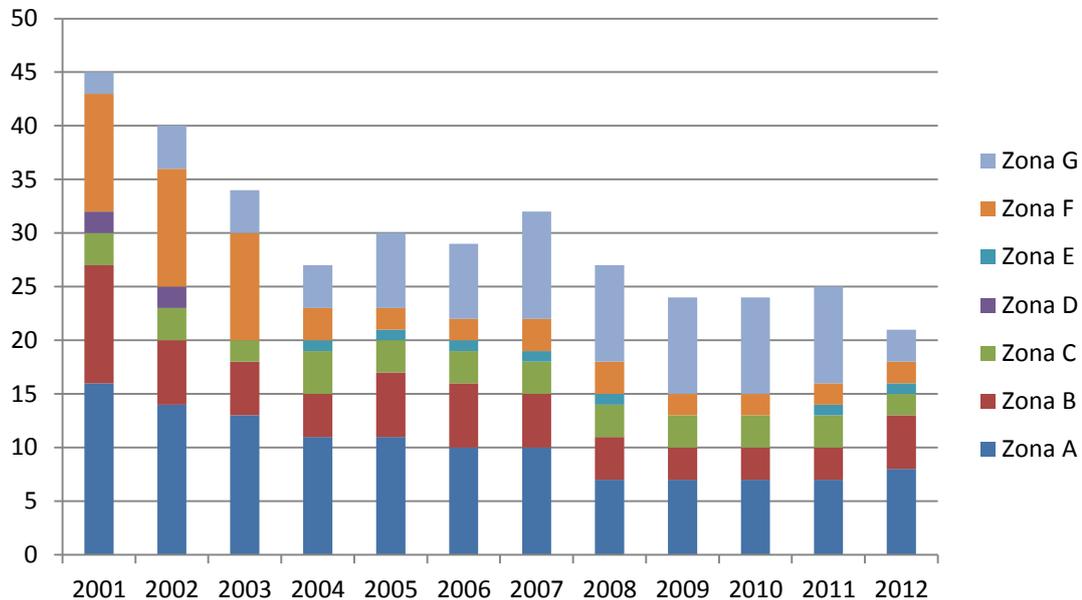


Figura 2.8: Numero di Permessi di Ricerca in Mare negli anni 2001-2013 distinti per Zona Marina (DGRME, 2013b)

Dall'analisi dei dati si evince che:

- il numero di permessi nel 2013 è rimasto costante rispetto al 2012; anno in cui è stata riscontrata una riduzione degli stessi causata da alcune rinunce richieste sia su titoli a terra che su titoli a mare;
- negli ultimi dieci anni, le attività di perforazione in mare ai soli fini esplorativi sono radicalmente diminuite in numero fino ad annullarsi nell'ultimo periodo. Questo è accaduto principalmente perché gli Operatori del settore, date le incertezze normative, hanno preferito investire sul perfezionamento delle attività di coltivazione in atto piuttosto che in nuove attività di ricerca in mare.

Dal punto di vista dei ritrovamenti in mare, il decennio 2003-2013 è stato caratterizzato da 7 pozzi esplorativi con esito positivo a gas ed un pozzo esplorativo (Ombrina Mare 2 dir) con esito positivo a olio. I pozzi hanno interessato le zone A, B e G.

Considerando il costo sempre maggiore delle importazioni delle fonti energetiche dall'estero, con particolare riferimento al petrolio che risulta ancora oggi la risorsa più utilizzata nel panorama energetico nazionale, si profila sempre di più l'importanza e l'urgenza di perseguire la strada dell'indipendenza energetica attraverso, come riportato nella recente Strategia Energetica Nazionale, lo sfruttamento delle risorse di idrocarburi nazionali.

Il progetto in esame potrebbe:

- permettere l'individuazione di strutture geologiche idonee ad ospitare idrocarburi;
- fornire le necessarie informazioni per successive fasi di esplorazione, in grado di contribuire ad un incremento delle riserve di idrocarburi note a livello nazionale ed alla ripresa della produzione nazionale di idrocarburi, in caso di sviluppo di nuovi giacimenti.

2.2 LA ZONA MARINA E

I titoli minerari per la ricerca e coltivazione di idrocarburi in mare sono conferiti dal Ministero dello Sviluppo Economico in aree della piattaforma continentale italiana istituite con leggi e decreti ministeriali, denominate "Zone Marine", e identificate con lettere dell'alfabeto.

La Zona Marina E è stata istituita inizialmente con Legge 21 Luglio 1967, No. 613. Negli ultimi anni sono state introdotte limitazioni alle aree dove possono essere svolte attività minerarie, ai fini della salvaguardia delle coste e della tutela dell'ambiente, che hanno di fatto ridotto le aree in cui è possibile presentare istanze per il conferimento di titoli minerari. In particolare, il Decreto Legislativo 3 Aprile 2006 No. 152, "*Norme in materia ambientale*" e s.m.i. (in particolare il D.Lgs. 128/2010, D.L. 83/2012 e L. 134/2012) ha stabilito il divieto di nuove attività di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi in mare nelle zone poste entro 12 miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle aree marine e costiere protette (sito web: unmig.sviluppoeconomico.gov.it)

Con il Decreto Ministeriale 9 Agosto 2013, considerando anche il potenziale interesse alla ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree di sottosuolo marino lontane dalla costa e dalle aree marine e costiere protette e che le nuove tecnologie consentono l'esplorazione e lo sviluppo di giacimenti in acque profonde, si è provveduto, in particolare, alla rimodulazione della Zona Marina "E".

Nelle Figura 2.9 e Tabella 2.4 sono riportate rispettivamente la Zona Marina E, con indicazione del "Settore Ovest" (in cui è possibile presentare le nuove istanze) e le coordinate dei vertici che lo delimitano.

(sito web: <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/cartografia/zone/ze.asp>).

La Zona Marina "E" è stata ampliata fino alla linea di delimitazione della piattaforma continentale italiana stabilita dall'accordo Italia-Spagna (a Ovest) ed alla linea mediana Italia-Francia (a Nord) e si estende su di una superficie complessiva pari a 47,420 km².

L'area del Settore Ovest (aperto alla presentazione di nuove istanze) si estende su di una superficie di 20,890 km², ad una distanza minima di 45-75 km dalla costa Nord-Ovest della Sardegna (sito web: <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it>), con fondali posti a profondità comprese tra circa 2,000 e 2,850 m dal livello del mare.

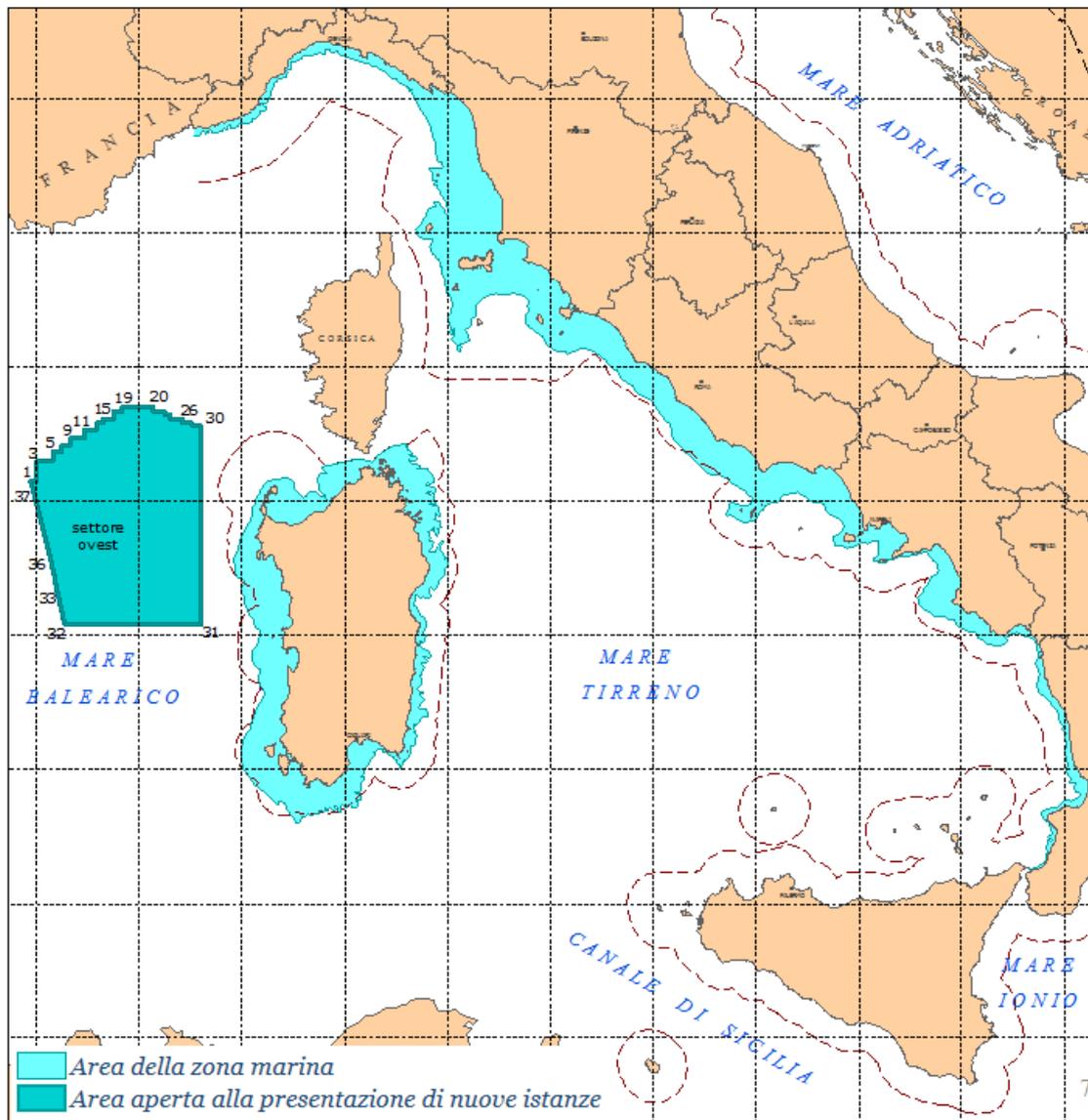


Figura 2.9: Decreto 9 Agosto 2013 - Zona Marina E
(sito web: unmig.sviluppoeconomico.gov.it)

Tabella 2.4: Decreto 9 Agosto 2013 – Coordinate Vertici Zona Marina E –
Settore Ovest (sito web: unmig.sviluppoeconomico.gov.it)

Vertice	Longitudine Est Greenwich	Latitudine Nord	Note
1	5°56',6	41°09'	Intersezione tra la linea Italia-Spagna, tra il vertice A e il vertice B, ed il parallelo 41°09'
2	6°00'	41°09'	
3	6°00'	41°18'	
4	6°10'	41°18'	
5	6°10'	41°22'	
6	6°15'	41°22'	
7	6°15'	41°25'	
8	6°20'	41°25'	

Vertice	Longitudine Est Greenwich	Latitudine Nord	Note
9	6°20'	41°28'	
10	6°28'	41°28'	
11	6°28'	41°32'	
12	6°35'	41°32'	
13	6°35'	41°35'	
14	6°39'	41°35'	
15	6°39'	41°37'	
16	6°45'	41°37'	
17	6°45'	41°40'	
18	6°50'	41°40'	
19	6°50'	41°42'	
20	7°08'	41°42'	
21	7°08'	41°40'	
22	7°15'	41°40'	
23	7°15'	41°39'	
24	7°18'	41°39'	
25	7°18'	41°37'	
26	7°25'	41°37'	
27	7°25'	41°35'	
28	7°31'	41°35'	
29	7°31'	41°34'	
30	7°36'	41°34'	
31	7°36'	40°05'	
32	6°16',68	40°05'	Intersezione tra il parallelo 40°05' e la linea Italia-Spagna, tra il vertice G e il vertice F
33	6°11',9	40°21',5	Vertice F della linea Italia-Spagna
34	6°10',1	40°27',3	Vertice E della linea Italia-Spagna
35	6°08',9	40°31',7	Vertice D della linea Italia-Spagna
36	6°07',8	40°35',7	Vertice C della linea Italia-Spagna
37	5°57',6	41°06',5	Vertice B della linea Italia-Spagna

2.3 FINALITÀ ED OBIETTIVI DEL PROGETTO

TGS-NOPEC ha identificato diverse aree offshore ubicate ad Ovest della Sardegna che sono di potenziale interesse per future attività di esplorazione per la ricerca di olio e gas. Una di queste aree è costituita dal Settore Ovest della “Zona Marina E”, per la quale è stata decretata la possibilità di presentare nuove istanze per la prospezione e ricerca di idrocarburi da parte degli Operatori del settore oil&gas.

Nello specifico gli Operatori necessitano di dati geofisici aggiornati, di elevata qualità e su ampia banda di acquisizione, che consentano loro di definire e presentare programmi di esplorazione adeguati ed accurati.

TGS-NOPEC, essendo la principale Società a livello mondiale specializzata in acquisizioni di dati geofisici multi-client ed avendo già acquisito esperienza sui bacini salini del Mediterraneo occidentale, intende procedere all'esecuzione di una campagna di acquisizione di dati geofisici multi-client mediante sismica a riflessione di tipo 2D, seguita da una successiva campagna di acquisizione di dati di tipo 3D, da effettuarsi nel corso di una seconda fase.

Tali dati verranno acquisiti e processati da TGS-NOPEC e resi disponibili agli Operatori del settore oil&gas sia in fase di presentazione di istanze di permesso di ricerca idrocarburi che successivamente ad essa, in modo che le esigenze di informazioni geofisiche possano essere soddisfatte tramite licenze dei dati multi-client acquisiti (TGS-NOPEC, 2013a).

3 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

Nel presente capitolo è riportata una descrizione generale del progetto, con particolare riferimento a:

- presentazione del proponente (Paragrafo 3.1);
- estensione dell'area di indagine (Paragrafo 3.2);
- obiettivi minerari di interesse (Paragrafo 3.3);
- indagini svolte in passato nell'area e potenziale minerario (Paragrafo 3.4);
- metodologia di indagine prevista e durata delle attività (Paragrafo 3.5).

Si rimanda ai successivi Capitoli 6 e 7 per una descrizione di dettaglio della tecnica di rilievo prescelta e delle attività in progetto.

3.1 PRESENTAZIONE DEL PROPONENTE

TGS-NOPEC Geophysical Company ASA (TGS.OL) è una società quotata in borsa con sede finanziaria a Asker, Norvegia ed è quotata alla Borsa di Oslo con il simbolo TGS.

La società ha sede principale presso gli uffici di Houston, Texas e personale dislocato in varie parti del mondo, incluse le sedi di Asker, Houston, Londra, Rio de Janeiro e Perth.

TGS sorge negli Stati Uniti nel 1981 e si fonde nel 1998 con NOPEC, società norvegese, costituendo una fonte globale di dati sismici multi-client per il Nord America, Europa e Africa. Successivamente TGS ha acquisito ulteriori competenze incorporando aziende specializzate in altri settori quali i servizi di *processing* e *imaging*, l'interpretazione dati multi-client e di pozzo, i sistemi di monitoraggio e controllo di giacimento e la gestione di dati geotecnici.

TGS ha effettuato rilievi sismici multi-client 2D e 3D in Nord e Sud America, Europa, Africa, Asia e nell'Artico. La Società è in grado di fornire prodotti e servizi di interpretazione dei dati grazie al proprio gruppo specializzato in attività di imaging ed interpretazione e all'impiego di strumenti informatici proprietari.

TGS fornisce dati geoscientifici globali e servizi dedicati all'industria del oil&gas, finalizzati all'ottenimento di titoli minerari e alla definizione di programmi di indagini a scala regionale. A tal fine TGS investe a livello mondiale in progetti di acquisizione di dati multi-client in mercati consolidati, emergenti e di frontiera in maniera da ampliare la propria raccolta di dati di imaging geofisico, di pozzo e dei servizi di interpretazione offerti.

3.2 AREA DI INDAGINE

Il progetto prevede la realizzazione di rilievi sismici all'interno della istituita Zona Marina E. In particolare l'area di indagine è stata studiata in modo tale che, rispetto al margine meridionale dell'Area Marina Protetta "Santuario Pelagos", le linee della griglia di acquisizione si mantengano all'interno di un'area posta entro una linea di rispetto di 15 miglia nautiche da quest'ultimo.

Inoltre, al fine di mantenere un adeguato margine di sicurezza durante le operazioni e nell'ottica di eliminare potenziali impatti all'interno dell'Area Marina Protetta "Santuario Pelagos", oltre il limite delle 12 miglia nautiche saranno svolte, se necessario, le sole manovre del mezzo navale e sospese tutte le attività di rilievo sismico (airgun spenti e

nessuna energizzazione). Data la modalità con cui sono state studiate le linee sismiche, non si prevede pertanto di entrare all'interno del Santuario Peloagos.

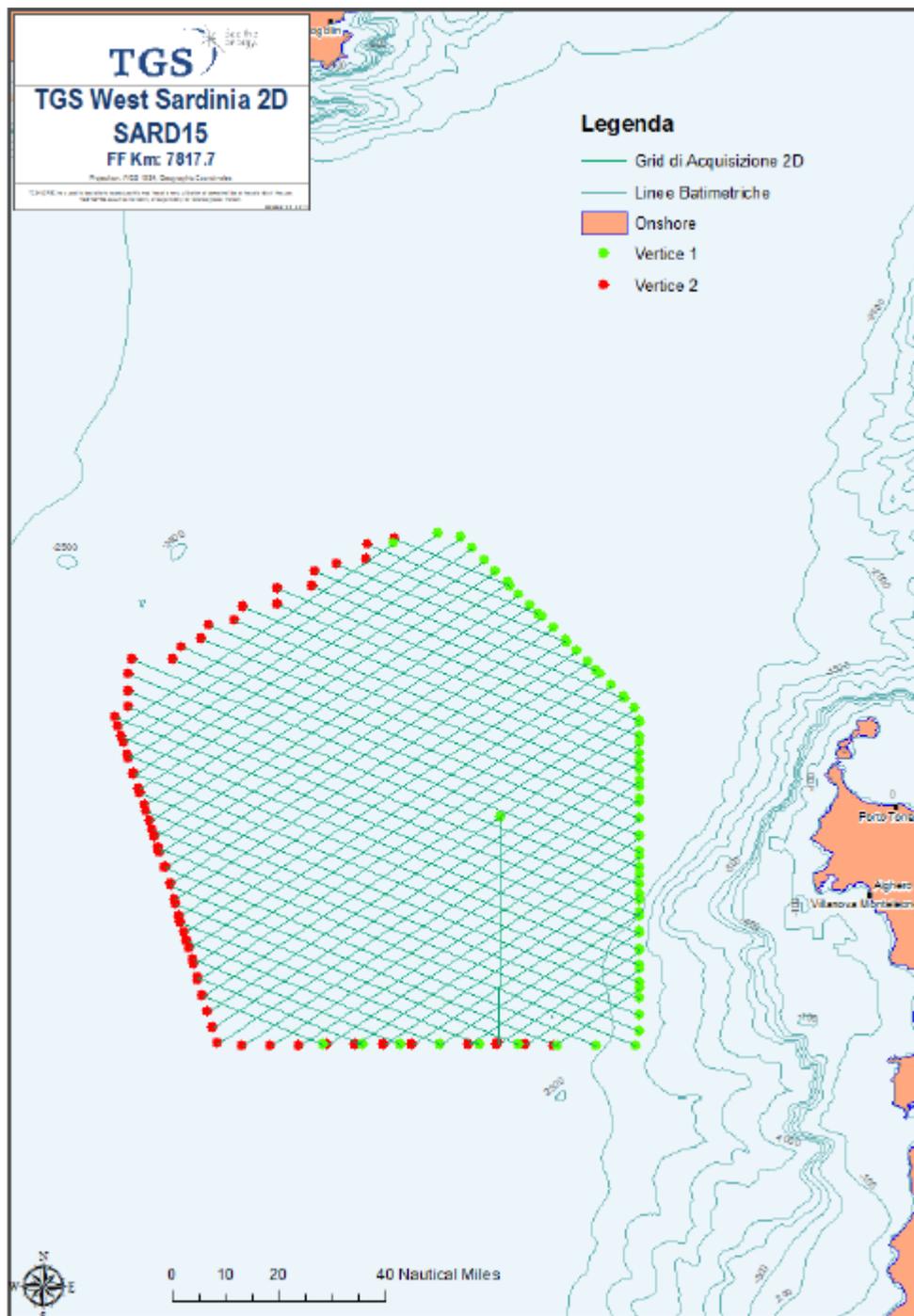
Nella Figura 6.1 allegata è illustrata l'area di indagine e la griglia di acquisizione dei dati prevista per la campagna 2D, per la quale si prevede di acquisire un totale di 68 linee che si estenderanno per una lunghezza complessiva di circa 7817.7 km (TGS-NOPEC, 2014).

Le attività in progetto consistono nell'esecuzione di una campagna di indagini geofisiche per l'acquisizione di dati di tipo 2D, seguita da una successiva campagna di acquisizione di dati 3D, da svolgersi in una seconda fase.

La pianificazione dei tracciati di acquisizione previsti viene normalmente effettuata tramite software, per minimizzare i costi e facilitare al massimo le manovre da effettuare all'atto dell'acquisizione dei dati. Tale approccio permette inoltre di valutare in anticipo le tempistiche di acquisizione e gestire al meglio eventuali stand-by meteo o criticità durante la fase di acquisizione dei dati.

Con la citata configurazione si prevede di svolgere gran parte delle operazioni di manovra all'interno dell'area compresa fra il limite di 12 miglia nautiche dall'Area Marina Protetta e la *Buffer Zone* di 15 miglia nautiche autonomamente definita da TGS.

Le coordinate dei vertici delle linee 2D da acquisire sono riportate in Tabella 3.1.



**Figura 3.1: Vertici Estremi di ogni Linea del Grid di Acquisizione
Sistema di Riferimento/Datum WGS84 (TGS-NOPEC 2014)**

**Tabella 3.1: Coordinate dei Vertici delle Linee Relative al grid che si intende Acquisire
(Sistema di Riferimento / Datum WGS84)**

	Numero Linea	Vertice 1 ●		Vertice 2 ●	
		Latitudine Nord	Longitudine Est Greenwich	Latitudine Nord	Longitudine Est Greenwich
1	1001	40° 24'	6° 23'	40° 09'	6° 61'
2	1002	40° 3'	6° 22'	40° 09'	6° 73'
3	1003	40° 36'	6° 2'	40° 09'	6° 85'
4	1004	40° 42'	6° 18'	40° 09'	6° 98'
5	1005	40° 47'	6° 16'	40° 09'	7° 1'
6	1006	40° 53'	6° 15'	40° 09'	7° 22'
7	1007	40° 59'	6° 13'	40° 09'	7° 34'
8	1008	40° 65'	6° 11'	40° 08'	7° 46'
9	1009	40° 71'	6° 09'	40° 08'	7° 59'
10	1010	40° 77'	6° 07'	40° 13'	7° 6'
11	1011	40° 82'	6° 05'	40° 18'	7° 6'
12	1012	40° 88'	6° 03'	40° 23'	7° 6'
13	1013	40° 94'	6° 02'	40° 28'	7° 6'
14	1014	41° 00'	6° 00'	40° 34'	7° 6'
15	1015	41° 06'	5° 98'	40° 39'	7° 6'
16	1016	41° 12'	5° 96'	40° 44'	7° 6'
17	1017	41° 15'	6° 00'	40° 49'	7° 6'
18	1018	41° 2'	6° 00'	40° 54'	7° 6'
19	1019	41° 25'	6° 00'	40° 59'	7° 6'
20	1020	41° 3'	6° 01'	40° 65'	7° 6'
21	1021	41° 3'	6° 14'	40° 7'	7° 6'
22	1022	41° 34'	6° 17'	40° 75'	7° 6'
23	1023	41° 37'	6° 23'	40° 8'	7° 6'
24	1024	41° 41'	6° 25'	40° 85'	7° 6'
25	1025	41° 43'	6° 33'	40° 9'	7° 6'
26	1026	41° 47'	6° 36'	40° 95'	7° 6'
27	1027	41° 47'	6° 47'	41° 01'	7° 6'
28	1028	41° 53'	6° 47'	41° 06'	7° 6'
29	1029	41° 53'	6° 57'	41° 11'	7° 6'
30	1030	41° 58'	6° 58'	41° 18'	7° 55'
31	1031	41° 6'	6° 65'	41° 27'	7° 46'
32	1032	41° 62'	6° 74'	41° 36'	7° 37'
33	1033	41° 67'	6° 75'	41° 45'	7° 28'
34	1034	41° 68'	6° 83'	41° 54'	7° 2'
35	2001	41° 09'	5° 97'	41° 67'	6° 83'
36	2002	41° 04'	5° 98'	41° 7'	6° 97'
37	2003	40° 99'	6° 00'	41° 69'	7° 04'
38	2004	40° 94'	6° 02'	41° 65'	7° 08'
39	2005	40° 89'	6° 03'	41° 62'	7° 11'
40	2006	40° 84'	6° 05'	41° 58'	7° 15'
41	2007	40° 79'	6° 06'	41° 54'	7° 19'
42	2008	40° 74'	6° 08'	41° 51'	7° 22'
43	2009	40° 69'	6° 1'	41° 47'	7° 26'
44	2010	40° 64'	6° 11'	41° 44'	7° 29'
45	2011	40° 6'	6° 13'	41° 4'	7° 33'
46	2012	40° 54'	6° 14'	41° 36'	7° 37'
47	2013	40° 49'	6° 16'	41° 33'	7° 4'
48	2014	40° 44'	6° 17'	41° 29'	7° 44'
49	2015	40° 39'	6° 19'	41° 26'	7° 48'
50	2016	40° 34'	6° 2'	41° 22'	7° 51'
51	2017	40° 29'	6° 22'	41° 18'	7° 55'
52	2018	40° 24'	6° 23'	41° 15'	7° 58'

	Numero Linea	Vertice 1 ◉		Vertice 2 ●	
		Latitudine Nord	Longitudine Est Greenwich	Latitudine Nord	Longitudine Est Greenwich
53	2019	40° 19'	6° 25'	41° 1'	7° 6'
54	2020	40° 14'	6° 26'	41° 04'	7° 6'
55	2021	40° 09'	6° 28'	40° 98'	7° 6'
56	2022	40° 08'	6° 35'	40° 92'	7° 6'
57	2023	40° 08'	6° 44'	40° 86'	7° 6'
58	2024	40° 09'	6° 53'	40° 8'	7° 6'
59	2025	40° 09'	6° 62'	40° 74'	7° 6'
60	2026	40° 09'	6° 71'	40° 68'	7° 6'
61	2027	40° 09'	6° 8'	40° 62'	7° 6'
62	2028	40° 09'	6° 89'	40° 56'	7° 6'
63	2029	40° 09'	6° 97'	40° 5'	7° 6'
64	2030	40° 09'	7° 06'	40° 44'	7° 6'
65	2031	40° 09'	7° 15'	40° 38'	7° 6'
66	2032	40° 09'	7° 24'	40° 32'	7° 6'
67	2033	40° 09'	7° 33'	40° 27'	7° 6'
68	3001	40° 09'	7° 16'	40° 81'	7° 17'

Preliminarmente allo svolgimento della seconda fase (campagna 3D) si procederà all'elaborazione dei dati acquisiti nel corso della campagna di rilievo 2D al fine di definire in dettaglio l'estensione ed ubicazione dell'area di indagine dove effettuare il rilievo 3D.

Allo stato attuale si stima che l'area di indagine 3D si estenderà su di una superficie complessiva non superiore a 6,000 km² (TGS-NOPEC, 2014b).

3.3 OBIETTIVI MINERARI

Gli obiettivi di interesse dell'attività di prospezione sono costituiti dalle formazioni e strutture correlate alla potenziale presenza di idrocarburi, quali (TGS-NOPEC, 2013a):

- sedimenti “post-salt”⁵ da Plio-Pleistocenici a recenti;
- unità clastiche e carbonatiche “pre-salt” e “post-salt” del Messiniano Superiore e Inferiore;
- descrizione accurata dei contatti stratigrafici fra la superficie deposizionale del sale, base, e le formazioni geologiche sottostanti, nonché dei corpi salini alloctoni;
- unità clastiche “serbatoio” e roccia madre “pre salt” dell'Oligo-Miocene;
- carbonati e basamento fratturato del Mesozoico;
- transizioni tra crosta oceanica e continentale, laddove identificabili, qualora presenti (“COB”)⁶;
- discontinuità di Mohorovicic (“Moho”)⁷.

⁵ “Post-Salt” e “Pre-Salt”: strati posti al di sopra e al di sotto di una formazione salina autoctona, ovvero la superficie deposizionale. Da differenziare da “Sub-Salt” che identifica invece strati al di sotto di una formazione salina alloctona.

⁶ Continent-Ocean Boundary (COB) è il confine tra crosta continentale ed oceanica lungo un margine di tipo passivo.

Schema Generale dell'Assetto Geologico dell'Offshore Occidentale Sardo

Generalized Geological Setting of the West-Sardinia Offshore

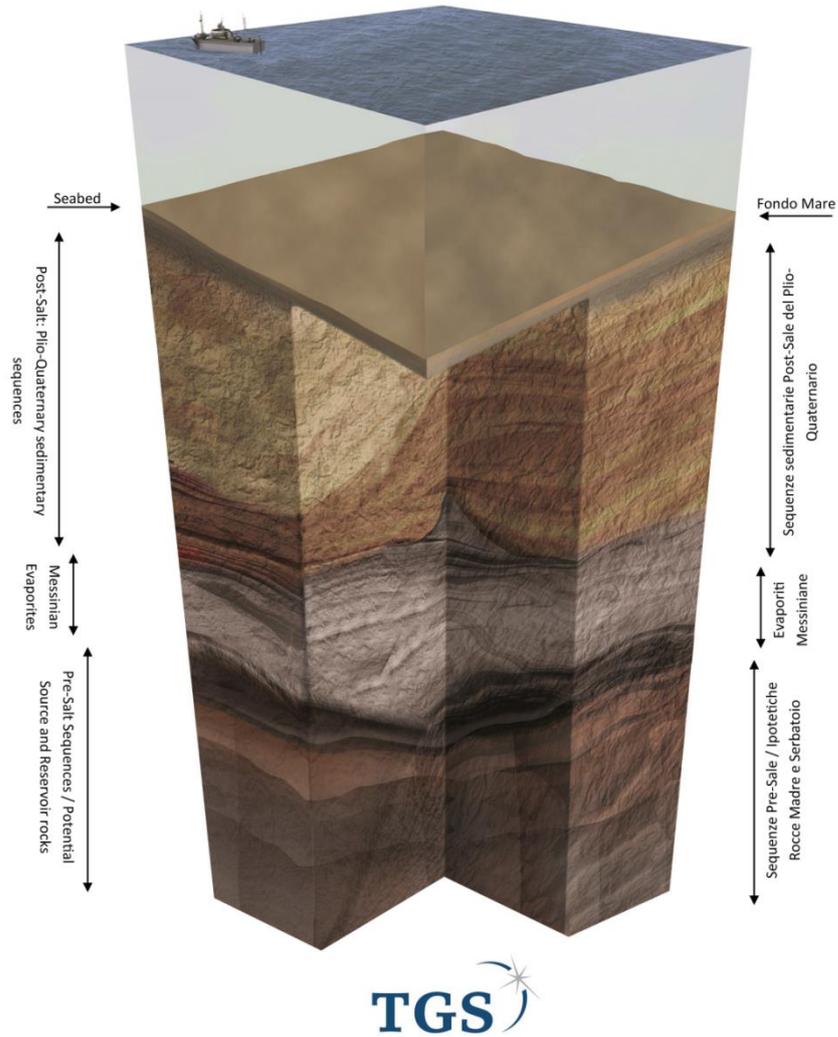


Figura 3.2: Schema Generale dell'Assetto Geologico dell'Offshore Occidentale Sardo

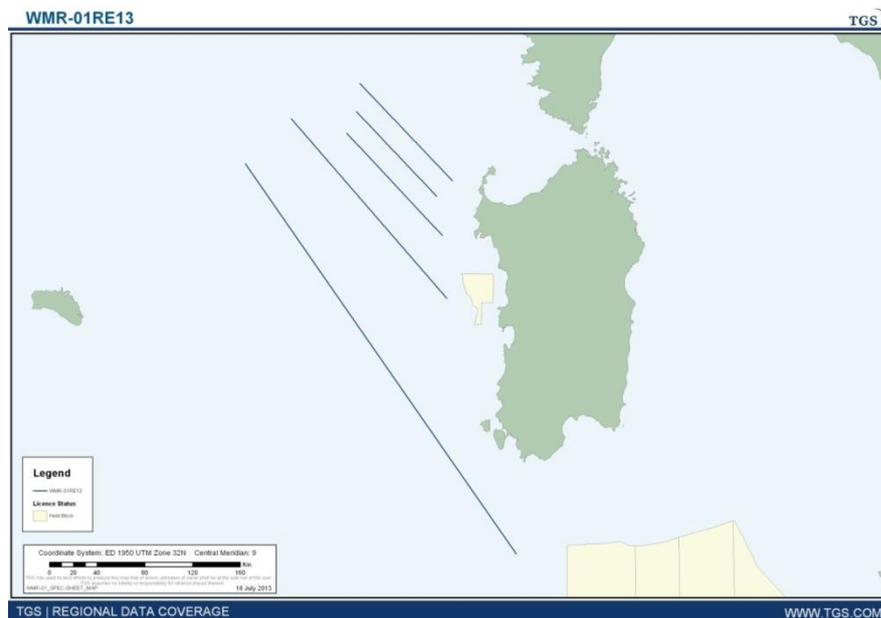
⁷ Individuata attraverso metodi geofisici, rappresenta una variazione composizionale (velocità e densità) alla base della crosta terrestre, viene considerata come superficie transizionale fra crosta terrestre (continentale o oceanica) e mantello superiore.

3.4 ESPLORAZIONE DELL'AREA E POTENZIALE MINERARIO

TGS-NOPEC nel 2001 ha condotto una campagna regionale di acquisizione di dati geofisici di tipo 2D e gravimetrici denominata “WMR-01”. I tracciati delle rotte di acquisizione dei dati sono illustrati nella seguente Figura 3.3.

I dati rilevati sono stati recentemente rielaborati utilizzando la nuova tecnologia proprietaria, Clari-Fi™, come prodotto multi-client PSTM e PSDM⁸. Ulteriori specifiche tecniche relative al re-processing dei dati sopra citati sono consultabili alla pagina http://www.tgs.com/specsheets/WMR01RE13_SpecSheet.pdf

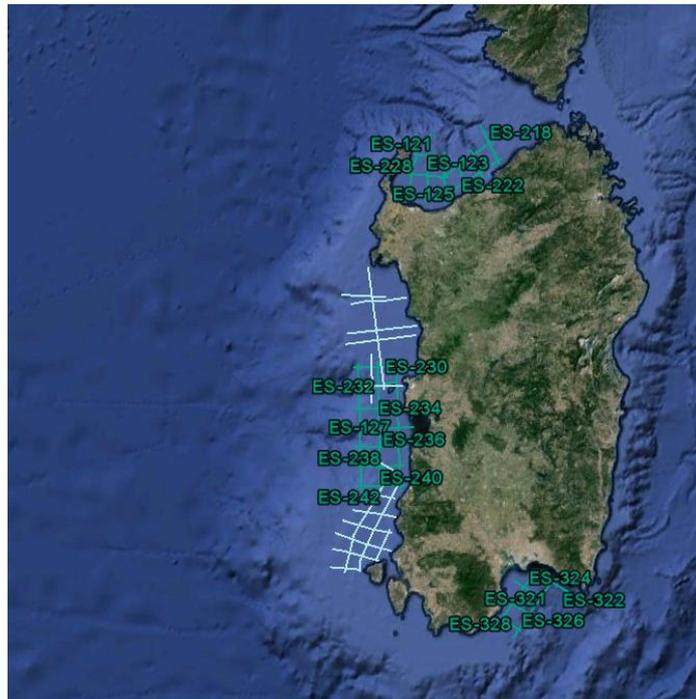
TGS-NOPEC sta, inoltre, collaborando con l'Università di Trieste e l'Istituto Nazionale di Oceanografia e di Geofisica Sperimentale (OGS) sui dataset a loro disposizione (WS10-02, 03; linee CROP C88-M1 e M2A1-C91(1)), nell'ambito di un progetto di laurea magistrale in collaborazione con il Dipartimento di Matematica e Geoscienze dell'Università degli Studi di Trieste.



**Figura 3.3: Rilievo TGS WMR-01 RE13 (Acquisizione 2001/ Riprocessati 2013)
Linee Sismiche e Gravimetriche
(sito web: http://www.tgs.com/TGS/specsheets/WMR01RE13_SpecSheet.pdf)**

TGS ha, altresì, provveduto ad una verifica dei dati disponibili dal progetto ViDEPI dell'UNMIG per le aree al largo della Sardegna, illustrati nella successiva Figura 3.4.

⁸ Pre-Stack Time Migration e Pre-Stack Depth Migration: sistemi di elaborazione dei dati basati sulle variazioni delle velocità di propagazione delle onde elastiche nelle indagini sismiche a riflessione.



**Figura 3.4: Progetto ViDEPI - Linee Sismiche OffShore Sardegna
(sito web: unmig.sviluppoeconomico.gov.it)**

I dati confermano la presenza di importanti fenomeni di deformazione e diapirismo salino. L'analisi effettuata ha portato a ritenere che sarà necessaria una prima fase di acquisizione generale di dati di tipo 2D sull'intera area con una griglia con spaziatura tra le linee di circa 5 km e, quindi, una seconda fase di acquisizione di dati di tipo 3D da effettuarsi su aree mirate, con maglia di indagine di 500 m (TGS-NOPEC, 2013a).

Occorre evidenziare che l'orientamento della griglia prevista per la prima fase di acquisizione (campagna 2D) ed il volume complessivo dei dati da acquisire sono stati definiti e limitati grazie all'analisi di dettaglio condotta sui dati disponibili ed alla loro rielaborazione (TGS-NOPEC, 2013a).

3.5 METODOLOGIA DI INDAGINE E DURATA DELL'ATTIVITÀ

La campagna di rilievi geofisici in progetto prevede l'impiego della tecnica di indagine che sfrutta i principi della sismica a riflessione, comunemente adottata nel settore dell'esplorazione, sviluppo e produzione di giacimenti di idrocarburi offshore.

La tecnica permette di individuare le strutture geologiche presenti nel sottosuolo definendone le principali caratteristiche e proprietà (es: giacitura degli strati, limiti di sequenza, variazioni legate alle caratteristiche fisiche di differenti litotipi, lineamenti tettonici).

La stima della durata delle attività in progetto è di seguito riportata (TGS-NOPEC, 2014b):

- prima fase di acquisizione di dati (campagna di rilievo 2D): circa 3 mesi;
- elaborazione dei dati 2D: circa 6-12 mesi;
- seconda fase di acquisizione di dati (campagna di rilievo 3D): circa 4 mesi.

4 ANALISI DELLE ALTERNATIVE E MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI

Nel presente capitolo è riportata l'analisi delle alternative di progetto, con particolare riferimento all'opzione zero, nonché le motivazioni delle scelte progettuali. In particolare sono illustrati:

- l'opzione zero (Paragrafo 4.1);
- la scelta dell'area di progetto (Paragrafo 4.2);
- le tecnologie normalmente impiegate in attività di rilievo geofisico e quella prescelta per le attività in progetto (Paragrafo 4.3).

4.1 OPZIONE ZERO

Con "Opzione Zero" si intende lo scenario che ipotizza la non realizzazione del progetto ovvero l'alternativa che manterrebbe invariato lo stato ambientale presente, non permettendo di:

- individuare la presenza nella Zona Marina E (Settore Ovest) di strutture geologiche idonee ad ospitare idrocarburi;
- fornire le informazioni necessarie per successive fasi di esplorazione in grado di contribuire ad un incremento delle riserve di idrocarburi note a livello nazionale ed alla ripresa della produzione nazionale di idrocarburi, in caso di sviluppo di nuovi giacimenti.

Tali ipotesi non risulterebbero in linea con gli obiettivi espressi dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN) (si veda a tal proposito il Quadro di Riferimento Programmatico del presente Studio).

Va inoltre sottolineato come il Decreto 9 Agosto 2013, con il quale si è provveduto alla rimodulazione della Zona Marina "E" e all'apertura del Settore Ovest, evidenzi proprio:

- il potenziale interesse alla ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree di sottosuolo marino lontane dalla costa e dalle aree marine e costiere protette;
- che le nuove tecnologie consentono l'esplorazione e lo sviluppo di giacimenti in acque profonde.

Occorre infine evidenziare che lo stesso decreto prevede la possibilità da parte di soggetti interessati di presentare nuove istanze di permesso di esplorazione e di ricerca a partire da tre mesi dalla data di pubblicazione del decreto medesimo sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, per cui l'opzione zero non permetterebbe di sviluppare tale possibilità.

4.2 SCELTA DELLE AREE DI INDAGINE

Come anticipato nel precedente Paragrafo 3.4, le informazioni a disposizione di TGS-NOPEC confermano la presenza nell'area di formazioni correlabili alla potenziale presenza di idrocarburi nel sottosuolo marino. Sulla base delle analisi effettuate si è quindi prevista una prima fase di acquisizione di dati di tipo 2D sull'intero Settore Ovest della Zona Marina E con una griglia con spaziatura tra le linee di circa 5 km (TGS-NOPEC, 2013a).

Tale campagna di indagine consentirà di disporre dei dati necessari per una prima definizione delle caratteristiche del sottosuolo. I dati 2D acquisiti saranno quindi sottoposti

ad una fase di elaborazione per definire in dettaglio l'estensione e l'ubicazione delle aree in cui effettuare una seconda fase di rilevazione di dati di tipo 3D.

Occorre considerare al riguardo quanto segue:

- lo svolgimento delle attività di rilievo geofisico in due campagne separate (una prima campagna 2D ed una successiva campagna 3D da svolgersi su aree mirate) permette di ottimizzare i tempi e l'impiego di mezzi e risorse necessarie per l'acquisizione dei dati;
- lo svolgimento di una campagna di rilievo 2D estesa all'interno dell'area marina aperta alla presentazione di nuove istanze permette una ulteriore ottimizzazione dei mezzi e delle risorse necessarie rispetto allo svolgimento di più campagne (contemporanee o successive) su aree di minore dimensione, garantendo al contempo una copertura dati dell'area;
- l'esecuzione delle indagini tramite una singola unità navale consente di limitare i potenziali disturbi arrecati all'ambiente nell'area circostante il mezzo navale che svolge le operazioni;
- l'elaborazione dei dati 2D acquisiti permetterà la definizione di dettaglio di un programma di acquisizione di dati 3D mirato, permettendo una ulteriore ottimizzazione delle risorse da utilizzare.

4.3 SCELTE PROGETTUALI

4.3.1 Tecnica Impiegata

Nell'esplorazione petrolifera i rilievi geofisici vengono utilizzati per individuare le strutture geologiche correlate alla potenziale presenza di idrocarburi, mediante misure indirette di caratteristiche fisiche del sottosuolo. Tali indagini prevedono la misurazione di variazioni di forze naturali o indotte nel sottosuolo.

La misura delle forze naturali viene effettuata principalmente mediante:

- rilievi magnetici: basati sulla misura dell'intensità del campo magnetico terrestre. L'acquisizione viene effettuata mediante magnetometri che effettuano rilevamenti a intervalli regolari. La tecnica permette di definire estensione e posizione di materiali con particolari caratteristiche magnetiche ed è impiegata nella ricerca mineraria, in prospezioni archeologiche e nell'esplorazione di giacimenti di idrocarburi; tuttavia i rilievi magnetici non sono di per sé sufficienti all'individuazione di strutture geologiche ad elevata profondità. Tali misurazioni inoltre, quando utilizzate per valutare strutture "profonde", potrebbero essere affette da interferenze generate da corpi o orizzonti geologici che ne riducono la capacità di risoluzione e quindi i dettagli. Per tali motivi i metodi magnetici sono parte integrante di una metodologia di indagine che prevede un approccio multidisciplinare e l'integrazione delle informazioni provenienti dalle diverse misurazioni;
- rilievi gravimetrici: basati sulla misura del campo gravimetrico terrestre. L'acquisizione, effettuata mediante gravimetri su una maglia regolare permette di ricostruire mappe del sottosuolo che possono fornire indicazioni sulla presenza ed estensione di strutture nel sottosuolo di interesse geologico e petrolifero. Risultano particolarmente adatti per investigazioni su grandi scale.

La misura delle forze indotte viene principalmente effettuata con rilievi di tipo sismico.

La tecnica utilizzata per le attività in progetto è costituita dalla **sismica a riflessione**. Tale tecnica costituisce il sistema più efficace di indagine della geologia del sottosuolo di aree offshore (TGS-NOPEC, 2014a).

Si rimanda ai successivi Capitoli 6 e 7 per una descrizione di dettaglio della tecnica e delle caratteristiche dei mezzi e delle attrezzature previsti per lo svolgimento delle attività in progetto.

TGS-NOPEC inoltre, nell'ambito della campagna di acquisizione di dati geofisici di tipo 2D, contemporaneamente alla stessa e attraverso il medesimo mezzo navale, procederà nuovamente all'acquisizione di dati magnetici e gravimetrici all'interno della Zona marina E. I tracciati delle rotte di acquisizione dei dati saranno pertanto gli stessi della campagna 2D (si veda la Figura 6.1 in allegato).

I rilievi magnetici saranno effettuati tramite il traino, a poppa della nave sismica, di un magnetometro marino omnidirezionale, in grado di misurare il campo magnetico attraverso una branca specialistica della tecnologia di risonanza magnetica nucleare (RMN), applicato in particolari ai nuclei di idrogeno.

I rilievi gravimetrici saranno effettuati tramite un gravimetro mobile trasportato sulla nave sismica, composto da una singola unità costituita da un sensore di gravità basato su un sistema elastico a doppio quarzo, con convertitore ottico-elettronico CCD, montato sullo stabilizzatore giroscopico, con giroscopi e servo drive digitale.

4.3.2 Tipologia di Sorgente

In tutte le varianti della tecnica della sismica a riflessione è previsto l'impiego di una sorgente di energia che emette onde elastiche e di una serie di sensori che ricevono le onde riflesse.

Le tecnologie normalmente impiegate fanno uso delle seguenti tipologie di sorgente (ISPRA, 2012):

- ad acqua (“*water gun*”, frequenza utilizzata 20-1,500 Hz), costituita da un cannone ad aria compressa che espelle ad alta velocità un getto d'acqua che per inerzia crea una cavità che implode e genera un segnale acustico;
- ad aria compressa (“*air gun*”, frequenza utilizzata 100-1,500 Hz), costituita da due camere cilindriche chiuse da due pistoni (pistone di innesco e di scoppio) rigidamente connessi ad un cilindro provvisto di orifizio assiale che libera in mare, istantaneamente, aria ad una pressione elevata, compresa tra 150 e 400 atmosfere (ad oggi il sistema maggiormente utilizzato);
- a dischi vibranti (“*marine vibroseis*”, frequenza utilizzata 10-250 Hz), in cui alcuni dischi metallici vibranti immettono energia azionati secondo una forma d'onda prefissata, senza dar luogo all'effetto bolla (sistema complesso non ancora pienamente sviluppato);
- elettriche (“*sparker*”, frequenza utilizzata 50-4,000 Hz e “*boomer*”, con frequenza utilizzata 300-3,000 Hz), in cui un piatto metallico con avvolgimento in rame viene fatto allontanare da una piastra a seguito di un impulso elettrico. L'acqua che irrompe genera un segnale acustico ad alta frequenza con scarsa penetrazione (adatto per rilievi ad alte definizioni).

La scelta della tecnica è legata alla tipologia di formazione geologica da indagare: alte frequenze di funzionamento forniscono la massima risoluzione, ma sono limitati in quantità

di penetrazione sotto il fondo del mare, mentre le frequenze più basse garantiscono un maggiore grado di penetrazione, ma forniscono una minore risoluzione.

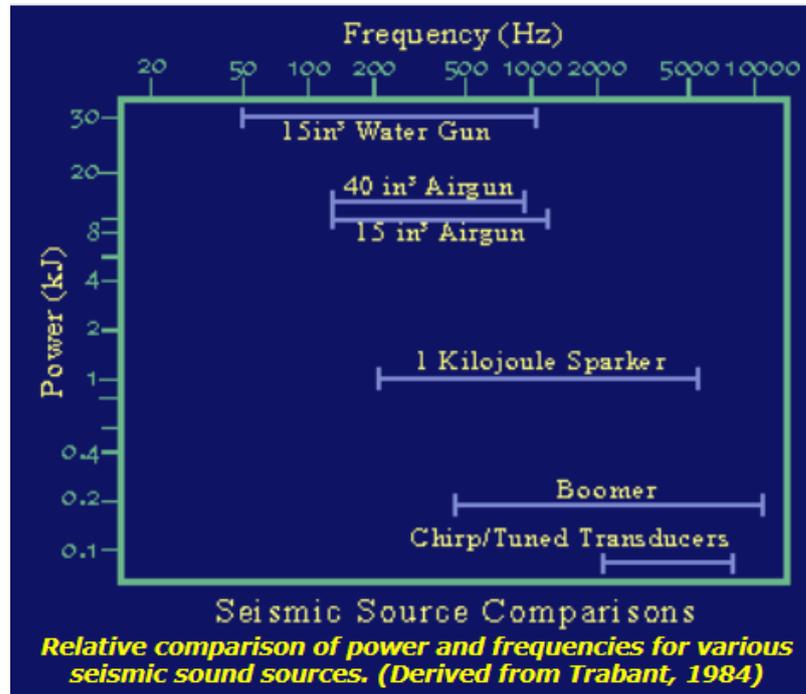


Figura 4.1: Confronto Potenza/Frequenza per Diverse Tipologie di Sorgenti (<http://woodshole.er.usgs.gov/operations/sfmapping/seismic.htm>)

Nell'ambito del presente progetto è stato previsto l'impiego di una **sorgente ad aria compressa (air gun)**.

Occorre evidenziare che, come riportato nel Rapporto Tecnico "Valutazione e Mitigazione dell'Impatto Acustico dovuto alle Prospezioni Geofisiche nei Mari Italiani", redatto da ISPRA nel 2012: "[...] le prospezioni che utilizzano sorgenti ad aria compressa (air gun), allo stato attuale, risultano le più diffuse nonché quelle maggiormente sostenibili dal punto di vista ambientale."

4.3.3 Sistema di Ricezione

I sistemi di ricezione più comuni nell'ambito delle indagini sismiche in mare, illustrati nella seguente Figura 4.2, si differenziano, tra l'altro, in base alla geometria dei sensori (OGP-IAGC, 2011):

- *towed streamer geometry* (indicato con "1" in figura), costituito da cavi contenenti i sensori, trainati a poppa da un mezzo navale;
- *ocean bottom geometry* (2), costituito da cavi posati sul fondale marino;
- *buried seafloor array* (3), costituito da cavi posizionati pochi metri al di sotto del fondale;
- *vertical seismic profile* (4), costituito da cavi posizionati in pozzo.

All marine seismic surveys involve a source (S) and some kind of array or receiver sensors (individual receiver packages are indicated by the black dots). '1' illustrates the towed streamer geometry, '2' an ocean bottom geometry, '3' a buried seafloor array (note that multiple parallel receiver cables are subtly displayed), and '4' a VSP (vertical seismic profile) geometry, where the receivers are positioned in a well.

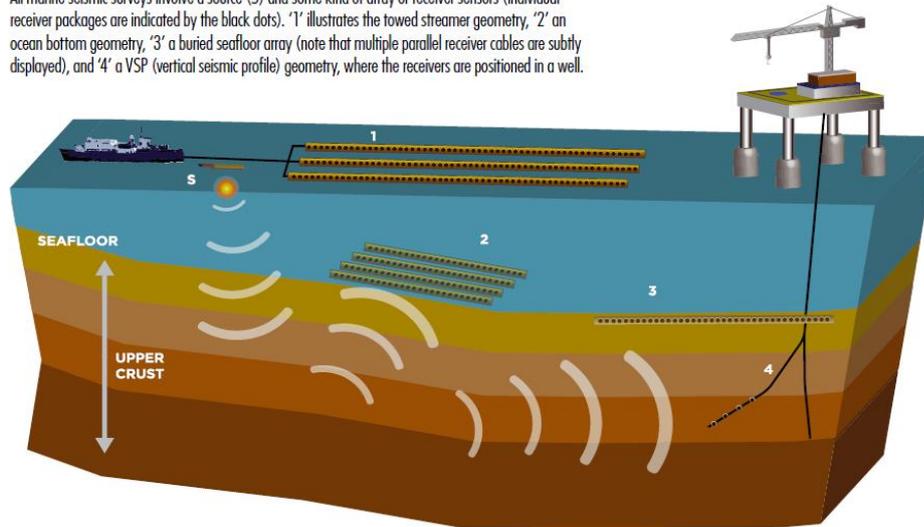


Figura 4.2: Tipologie di Ricevitori utilizzati nelle Indagini Geofisiche a Mare (OGP-IAGC, 2011)

Per il progetto in esame è previsto l'impiego del sistema di ricezione "towed streamer", che presenta le seguenti caratteristiche:

- i cavi vengono tenuti in galleggiamento ad alcuni metri al di sotto della superficie del mare, minimizzando le interferenze con l'eventuale traffico marittimo presente nell'area, e sono trainati dall'unità navale lungo le rotte di acquisizione, minimizzando tempi ed ingombri necessari allo svolgimento delle indagini;
- non richiede la posa di ricevitori ed altri elementi sul o nel fondale marino e, pertanto, non comporta impatti diretti sulle caratteristiche fisiche e geomorfologiche del fondo e, di conseguenza, sulle specie bentoniche.

4.3.4 Tipologia di Streamer

Per l'esecuzione delle indagini è previsto l'impiego di streamer di ultima generazione, di tipo solido/gel (a differenza di quelli usati in passato contenenti in generale oli), che presentano le seguenti caratteristiche generali:

- le caratteristiche di galleggiabilità sono garantite da un materiale solido e flessibile. La connessione tra sezioni solide e cavi elettrici avviene mediante speciali sezioni flessibili contenenti gel;
- indifferenza alle vibrazioni causate da birds ed attrezzature per il traino;
- minore sensibilità al rumore di fondo originato dalle condizioni marine. Possono quindi operare in condizioni meteo marine più gravose o permettere di proseguire il rilievo più a lungo in caso di peggioramento delle condizioni;
- possibilità di traino a minore profondità per un dato moto ondoso senza significativi incrementi di rumore;
- maggiore compatibilità ambientale, grazie alla progettazione che non richiede l'impiego di oli di riempimento minimizzando il rischio di eventuali rilasci di sostanze in mare in caso di rottura.

5 **NORMATIVA E STANDARDS DI RIFERIMENTO**

Nel presente capitolo si riporta un elenco non limitativo di norme e leggi applicabili alle attività in progetto. In particolare, si citano (sito web: unmig.sviluppoeconomico.gov.it):

- Comunicato Direttoriale 20 Febbraio 2014 “Condizioni minime per la verifica delle istanze di permesso di prospezione e di permesso di ricerca in acque profonde”;
- Decreto Direttoriale 19 Febbraio 2014 “Modifiche al Decreto Direttoriale 22 Marzo 2011 – Compiti della Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche in materia di rimozione delle installazioni minerarie e conseguente rilascio delle aree interessate”;
- Decreto Legge 23 Dicembre 2013, No. 145, “Interventi urgenti del piano ‘Destinazione Italia’”, convertito con modificazioni dalla Legge 21 Febbraio 2014, No. 9 (modifiche al Decreto Legislativo 11 Febbraio 2010, No. 22 e modifiche al Decreto Legge 18 Ottobre 2012, No. 179);
- Decreto Legge 18 Ottobre 2012, No. 179, “Ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese”, convertito con modificazioni dalla Legge 17 Dicembre 2012, No. 221 (modifiche al Decreto Legislativo 11 Febbraio 2010, No. 22);
- Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83 “Misure urgenti per la crescita del Paese”, convertito con modificazioni dalla Legge 7 Agosto 2012, No. 134 (modifiche al Decreto Legislativo 28 Maggio 2010, No. 85 e al Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152);
- Decreto Legge 9 Febbraio 2012, No. 5 “Disposizioni urgenti in materia di semplificazione e di sviluppo.”, convertito con modificazioni dalla Legge 4 Aprile 2012, No. 35 (modifiche al Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152);
- Decreto Legge 24 Gennaio 2012, No. 1 “Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività.”, convertito con modificazioni dalla Legge 24 Marzo 2012, No. 27;
- Decreto Legislativo 7 Luglio 2011, No. 121 “Attuazione della direttiva 2008/99/CE sulla tutela penale dell'ambiente, nonché della direttiva 2009/123/CE che modifica la direttiva 2005/35/CE relativa all'inquinamento provocato dalle navi e all'introduzione di sanzioni per violazioni” (modifiche al Decreto Legislativo 3 Aprile 2006 No. 152);
- Decreto Direttoriale 22 Marzo 2011 “Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 4 Marzo 2011 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli ai sensi dell'articolo 15, comma 5 del Decreto Ministeriale 4 Marzo 2011”;
- Decreto Ministeriale 4 Marzo 2011 “Disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare e nella piattaforma continentale”;
- Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, No. 128 “Modifiche ed integrazioni al Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della Legge 18 Giugno 2009, No. 69”;

- Decreto Legislativo 28 Maggio 2010 No. 85 “Attribuzione a comuni, province, città metropolitane e regioni di un proprio patrimonio, in attuazione dell'articolo 19 della Legge 5 maggio 2009, No. 42”, modificato dal Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83 convertito con modificazioni dalla Legge 7 Agosto 2012, No. 134;
- Legge 23 Luglio 2009, No. 99 “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia” (modifiche alla Legge 23 Agosto 2004, No. 239);
- Decreto Legislativo 9 Aprile 2008, No. 81 “Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 Agosto 2007, No. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;
- Decreto Legislativo 3 Aprile 2006 No. 152 “Norme in materia ambientale”, come modificato e integrato dal Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, No. 128, dal Decreto Legislativo 7 Luglio 2011, No. 121, dal Decreto Legge 9 Febbraio 2012, No. 5, convertito con modificazioni dalla Legge 4 Aprile 2012, No. 35 e dal Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83 convertito con modificazioni dalla Legge 7 Agosto 2012, No. 134;
- Legge 23 Agosto 2004, No. 239 “Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia”, modificata ed integrata dalla Legge 23 Luglio 2009, No. 99 e dal Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83 convertito con modificazioni dalla Legge 7 Agosto 2012, No. 134;
- Legge 31 Luglio 2002, No. 179 “Disposizioni in materia ambientale”;
- Decreto Legislativo 17 Agosto 1999, No. 334 “Attuazione della direttiva 96/82/CE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose”;
- Decreto Legislativo 31 Marzo 1998, No. 112 “Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 Marzo 1997, No. 59”;
- Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, No. 625 “Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi”;
- Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, No. 624 “Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee”;
- Legge 9 Gennaio 1991, No. 9 “Norme per l'attuazione del nuovo piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzioni e disposizioni fiscali”;
- Legge 21 Luglio 1967, No. 613 “Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e modificazioni alla Legge 11 Gennaio 1957, No.6, sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi”;
- Legge 24 Luglio 1962, No. 1072 “Modifiche alla Legge 11 Gennaio 1957, No. 6, sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi”;

- Legge 11 Gennaio 1957, No. 6 “Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi”;
- Legge 10 Febbraio 1953, No. 136 “Istituzione dell'Ente Nazionale Idrocarburi (ENI)”;
- Regio Decreto 29 Luglio 1927, No. 1443 “Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel Regno”.

Con riferimento ai regolamenti internazionali applicabili, si citano inoltre i seguenti (TGS-NOPEC, 2014a):

- Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi (MARPOL) e suoi Annessi;
- Linee guida e risoluzioni IMO e MEPC per l'implementazione dei requisiti MARPOL;
- Convenzione internazionale per la sicurezza in mare - SOLAS 1974;
- Convenzione internazionale per il controllo dei sistemi antivegetativi dannosi su nave adottata dall'IMO, Ottobre 2001;
- Norma ISO 8217:2005 sui requisiti dei carburanti marini;
- Protocollo di Montreal 1987-97 sulla produzione ed utilizzo di sostanze lesive dello strato di ozono;
- Direttive comunitarie sul tenore in zolfo dei combustibili per uso marino.

Si evidenzia che le attività in progetto saranno condotte nel rispetto della normativa e dei regolamenti vigenti a livello locale, nazionale ed internazionale e in linea con le norme di buona pratica adottate nel settore della ricerca degli idrocarburi in mare ai fini della tutela della salute dei lavoratori e della protezione dell'ambiente.

6 DESCRIZIONE DELLA TECNICA PRESCELTA PER I RILIEVI GEOFISICI

Nel presente capitolo è illustrata la tecnica prescelta per le attività in progetto, con particolare riferimento a:

- metodologia di indagine (Paragrafo 6.1);
- sorgente di energia impiegata (Paragrafo 6.2);
- sistema di ricezione (Paragrafo 6.3);
- elaborazione dei dati (Paragrafo 6.4);
- tipologia di unità navale (Paragrafo 6.5).

Si rimanda al successivo Capitolo 7 per una descrizione delle caratteristiche dei mezzi e delle attrezzature previste per l'esecuzione delle attività.

6.1 METODOLOGIA DI INDAGINE

Il progetto in esame prevede l'esecuzione di rilievi geofisici tramite la tecnica della sismica a riflessione, finalizzati ad ottenere informazioni sulla struttura geologica del sottosuolo indagato ed individuare la presenza di strutture idonee all'accumulo di idrocarburi.

La sismica a riflessione è una tecnica di indagine comunemente adottata nel settore dell'esplorazione, sviluppo e produzione di giacimenti di idrocarburi offshore.

Il principio alla base di questo tipo di indagine è costituito dalla riflessione di onde acustiche all'interno del sottosuolo, che permette di definire una immagine dei differenti strati al suo interno (TGS-NOPEC, 2014 a).

Tale tecnica si basa sull'emissione di onde acustiche (dette anche sismiche⁹) generate meccanicamente da una sorgente. Le onde, propagandosi attraverso l'acqua fino a raggiungere il fondale marino e i sottostanti strati del sottosuolo vengono riflesse in base alle caratteristiche lito-stratigrafiche delle strutture attraversate e sono captate, successivamente da un sistema ricevente in superficie. Le onde, una volta captate, sono trasformate in impulsi elettrici a loro volta inviati ad un sistema di acquisizione per la loro registrazione, controllo, elaborazione e interpretazione.

La metodologia di indagine prevista dal progetto è del tipo *towed streamer*, ossia basata sull'impiego di un mezzo navale, opportunamente attrezzato, per il traino dei sistemi di emissione degli impulsi (sorgente) e di ricezione dei segnali riflessi (ricevitore). Tale metodologia, pertanto, è caratterizzata dalla presenza di:

- un sistema di emissione costituito da un insieme di sorgenti di impulsi acustici (*air-gun*);
- un sistema di rilevamento costituito da cavi (*streamer*) contenti al loro interno i sensori (idrofoni) per la ricezione dell'onda riflessa;

⁹ Le onde sismiche sono onde meccaniche che sfruttano le proprietà elastiche del mezzo in cui si propagano (onde elastiche) e possono essere originate da fenomeni naturali (es: terremoti, attività vulcanica) o artificialmente mediante l'utilizzo di sorgenti impulsive (come nel caso in esame).

- una unità navale dedicata al traino delle attrezzature di rilievo e a bordo della quale sono installati i sistemi di controllo delle apparecchiature, di acquisizione ed elaborazione dei dati.

La seguente Figura 6.1 illustra schematicamente la metodologia di indagine prevista per il progetto in esame.

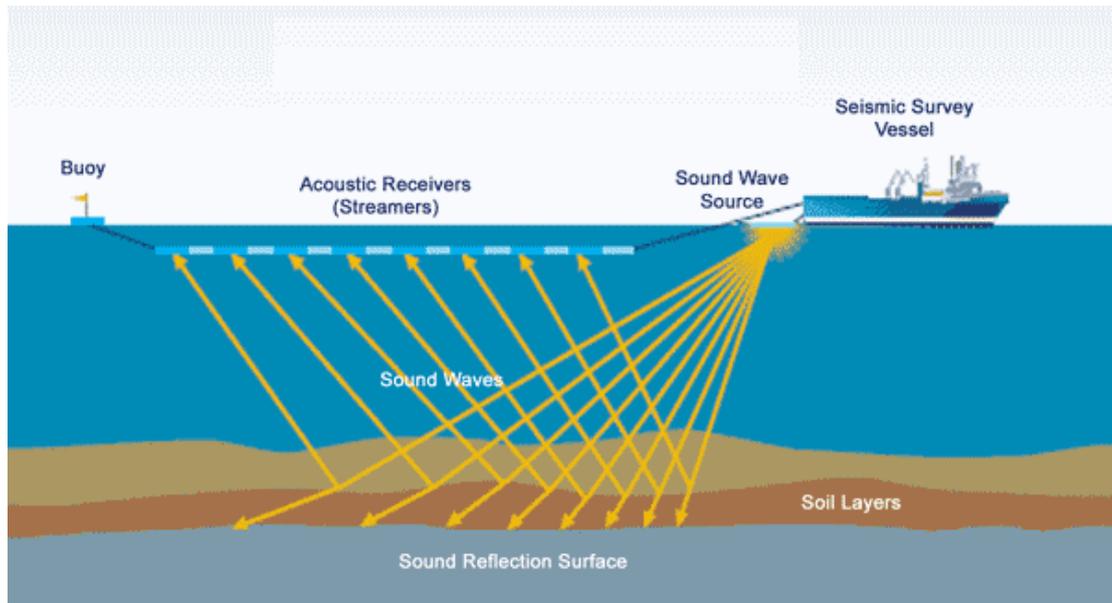


Figura 6.1: Tipico Layout per Indagine Sismica (TGS-NOPEC, 2014a)

Per l'esecuzione dei rilievi tramite sismica 2D si impiega in generale un unico apparato ricevente insieme ad un'unica sorgente. Tramite questa tecnica si possono avere informazioni circa la natura del sottosuolo in due dimensioni e lungo la direttrice di navigazione. La tecnica permette, in particolare, di ottenere una sezione del sottosuolo lungo la rotta di acquisizione riportante informazioni generali sull'area indagata, che vengono interpretate per l'identificazione di eventuali target geologici.

Il rilievo geofisico tramite sismica di tipo 3D è effettuato, in genere, quando il target geologico è stato già individuato a seguito di una precedente attività di acquisizione di tipo 2D. Le indagini 3D sono condotte seguendo linee di acquisizione caratterizzate da un maggiore infittimento e interessanti un'area di estensione più ridotta. Per l'esecuzione di tali indagini, si impiega un maggior numero di sorgenti e di elementi di ricezione, con dimensione e assetto variabili in relazione alle caratteristiche del target da indagare. L'indagine 3D fornisce una rappresentazione tridimensionale dei risultati derivante dall'elaborazione di una serie di dati 2D, costituendo, di fatto, un insieme di più acquisizioni 2D.

Il presente progetto prevede l'esecuzione di rilievi geofisici di tipo 2D e 3D.

La seguente Figura 6.2 mostra i diversi layout tipici per rilievi 2D e 3D, evidenziando, in particolare, la spaziatura tra le linee di acquisizione (nell'ordine del km per quanto riguarda i rilievi 2D e delle centinaia di metri per i rilievi 3D).

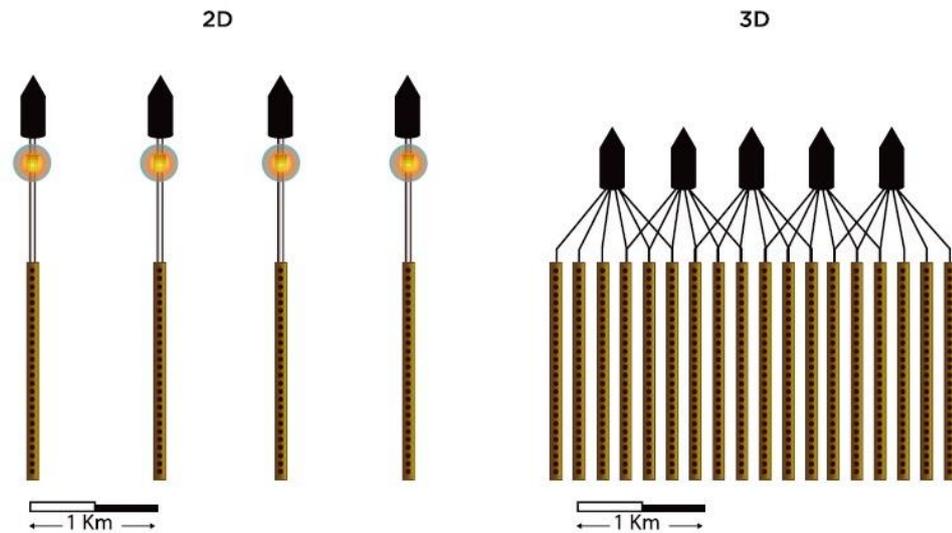


Figura 6.2: Layout Tipici per Rilievi Sismici 2D e 3D (OGP, 2011)

Le indagini geofisiche previste saranno effettuate previa definizione del programma di acquisizione di dettaglio, che sarà finalizzato :

- per la fase 2D: sulla base dei dati a disposizione di TGS-NOPEC;
- per la fase 3D: a valle dell'interpretazione dei dati 2D acquisiti nella prima fase di rilievo.

6.2 SORGENTE DI ENERGIA

L'*air gun* è la sorgente di energia più utilizzata nel campo dei rilievi sismici a mare ed è costituito generalmente da un'apparecchiatura di forma cilindrica, composta di due camere, una superiore di caricamento ed una inferiore di scarico, sigillate da un doppio pistone cavo che scorre su un unico albero, dotato di due flange (si veda la seguente Figura 6.3).

L'aria compressa necessaria per il funzionamento è fornita dai compressori ubicati sul mezzo navale e viene caricata direttamente nella camera superiore, mentre la camera inferiore viene riempita tramite la cavità presente all'interno del pistone che mette in comunicazione le due camere.

Ad *airgun* caricato ("*primed*") il pistone si trova in basso. Il funzionamento dell'*airgun* è comandato tramite una valvola a solenoide, attivata elettronicamente, che consente all'aria compressa di esercitare sulla flangia superiore una pressione verso l'alto.

Non appena il pistone si solleva, l'aria compressa inizia ad agire sulla flangia inferiore con una ulteriore forza verso l'alto, accelerando la risalita del pistone. La risalita del pistone permette la rapida fuoriuscita, in alcuni millisecondi, dell'aria compressa nell'acqua, che viene quindi sparata ("*fired*") in mare attraverso le aperture d'uscita della camera inferiore.

Il risultato è costituito dalla formazione di una bolla e dalla generazione di un impulso.

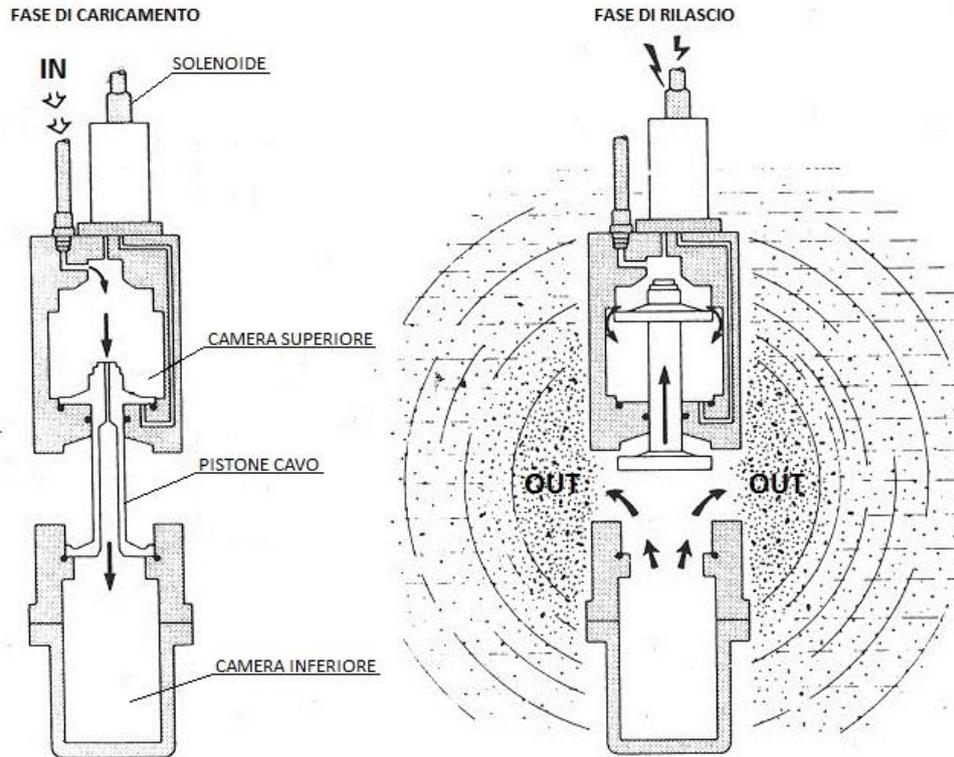


Figura 6.3: Principio di Funzionamento dell'Air Gun

In base all'indagine che si intende eseguire e quindi del tipo di onda che si vuole generare, gli *air gun* sono disposti in batterie (*array*), in genere composte da più *air-gun* disposti su una o più file ("*sub-array*") e posizionati ad una profondità di circa 5-10 m, seguendo una geometria prestabilita.

Il volume operativo di un singolo *air gun* nell'industria offshore è in genere misurato in pollici cubici (in^3) ed è tipicamente compreso tra 30 e 800 in^3 (circa 500-13,000 cm^3 ovvero circa 0.5-13 litri). Il volume totale di un *array* è quindi costituito dalla somma degli *air gun* di cui è composto ed è in genere compreso tra 3,000 e 8,000 in^3 (0.05-0.13 m^3 ovvero circa 50-130 litri). Ogni esplosione di un singolo volume di aria contenuta in un *air-gun* produce una bolla d'aria che si espande creando un fronte di pressione nell'acqua circostante, il quale si propaga secondo le leggi della propagazione sferica (ISPRA, 2012).

Progettando opportunamente la geometria del sistema delle sorgenti è possibile direzionare l'onda verso il fondale, in maniera da minimizzare la diffusione del rumore in mare, ed attenuare gli effetti di eventuali onde secondarie in modo da evitare interferenze reciproche tra le varie sorgenti (ISPRA, 2012).

L'energia totale richiesta, in termini di volume totale, dipende dalla tipologia di indagine e dall'obiettivo della ricerca ed è calcolata in maniera tale da fornire energia sufficiente per raggiungere l'obiettivo geologico oggetto di indagine.

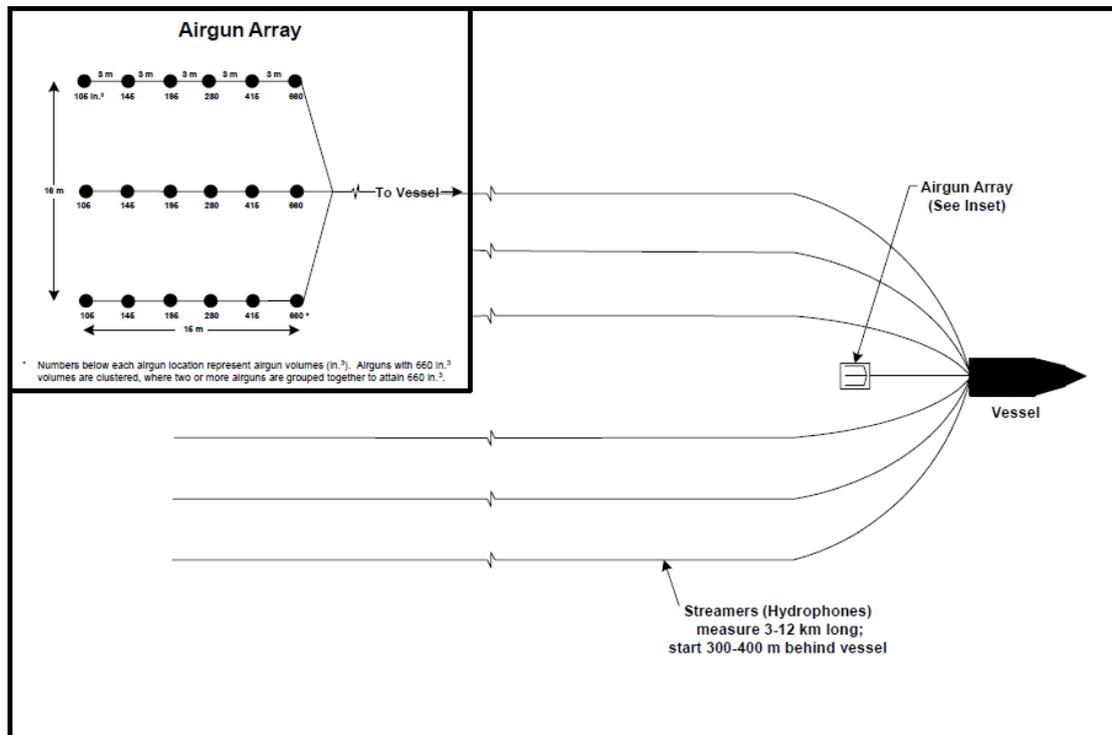


Figura 6.4: Configurazione *Air Gun Array* tipo

6.3 SISTEMA DI RICEZIONE

L'elemento fondamentale del sistema di ricezione delle onde generate dagli *air gun* e riflesse dalle strutture geologiche del sottosuolo è il cosiddetto cavo sismico o *streamer*.

Esso consiste in un tubo in materiale plastico, dal diametro tipico di 5 – 8 cm, contenente al suo interno una serie di ricevitori (idrofoli) e i circuiti elettrici di collegamento.

Gli idrofoli sono gli elementi ricevitori delle onde riflesse dal sottosuolo e consistono in trasduttori piezoelettrici solitamente assemblati in gruppi di 10 – 20 unità opportunamente distanziate tra loro. Essi hanno il compito di trasformare il segnale ricevuto (onda sismica riflessa) in un impulso elettrico generando una differenza di potenziale proporzionale alla pressione istantanea dell'acqua.

Gli idrofoli sono collegati a un sensore che ha il compito di eliminare gli effetti dovuti al movimento del cavo sismico.



Figura 6.5: Esempio di Cavo Sismico o *Streamer* (OGP, 2011)

Lo *streamer*, grazie all'impiego di unità di controllo della profondità (*birds*) posizionate lungo la sua lunghezza, è mantenuto in costante galleggiamento, ad una profondità variabile a seconda della tipologia di indagine che si intende effettuare (nell'ordine della decina di metri), e allineato secondo la direzione di rilevamento prestabilita.

I cavi sismici hanno lunghezze nell'ordine del km (fino a 12 km), che variano in relazione alla geometria ed alle condizioni di indagine, ed è composto da più sezioni giuntate tra loro. Le sezioni possono essere delle seguenti tipologie:

- sezioni attive: contenenti gli idrofoni;
- sezioni inerti: contenenti altra strumentazione elettrica ed elettronica necessaria al funzionamento e controllo.

Lo *streamer* è collegato all'imbarcazione per mezzo di un cavo di traino costituito da un unico tronco in acciaio al quale sono avvolti i conduttori che collegano gli idrofoni al sistema di registrazione ubicato a bordo. La parte sommersa del cavo di traino è provvista di carenatura al fine di ridurre le vibrazioni causate dal suo trascinarsi nell'acqua.

La parte terminale dello *streamer* è collegata ad una boa di coda (*tail buoy*) dotata di un segnalatore di posizione al fine di monitorare l'allineamento del cavo sismico rispetto alla rotta della nave e quindi assicurare che la registrazione avvenga lungo le traiettorie prestabilite.

6.4 ELABORAZIONE DEI DATI

L'intervallo di tempo tra l'emissione dell'impulso dalla sorgente e la ricezione dell'energia riflessa dal sottosuolo ("*travel time*") permette di mappare la profondità degli strati di rocce con diverse caratteristiche riflettenti.

I segnali acquisiti dal sistema di ricezione nel corso della campagna di rilievi geofisici costituiscono una tipologia di dato grezzo.

Tali dati vengono quindi memorizzati ed inviati a laboratori specialistici, attrezzati per la successiva elaborazione dei segnali mediante opportuni software ("*processing*" o "*reprocessing*"), finalizzata ad ottenere mappe e sezioni che rappresentano nella maniera più accurata possibile un'immagine del sottosuolo dell'area di indagine ("*imaging*").

Sulla base dei profili così ottenuti è possibile procedere all'interpretazione degli orizzonti riflettenti rappresentati ed in fase successiva alla loro modellizzazione sulla base di tutte le informazioni scientifiche disponibili, in maniera da valutare la natura del sottosuolo e delle strutture presenti, valutando inoltre, per quanto possibile, la natura degli strati, delle superfici

di discordanza, dei contatti stratigrafici e/o tettonici e di tutte le unità litostratigrafiche identificabili, al fine di ottenere una modellizzazione geologica quanto più vicina possibile alla realtà.

6.5 TIPOLOGIA DI UNITÀ NAVALI

I rilievi geofisici a mare mediante sismica a riflessione sono svolti generalmente tramite apposite imbarcazioni progettate e attrezzate per il traino delle sorgenti (*air gun*) e dei cavi di ricezione (*streamer*) e per il trasporto a bordo delle apparecchiature a supporto delle attività di acquisizione dati, quali:

- compressori per l'aria necessaria per l'attivazione delle sorgenti;
- sistemi di elaborazione dei segnali sismici rilevati dai cavi di ricezione;
- sistema di controllo per la gestione delle attrezzature impiegate per le indagini;
- strumentazione per il posizionamento in continuo dell'imbarcazione.

I mezzi navali generalmente impiegati sono dotati tipicamente di:

- una cabina di controllo (*instrument room*), solitamente ubicata al centro della nave. La *instrument room* ospita tutta la strumentazione necessaria per la registrazione, il controllo e l'elaborazione dei dati sismici, il controllo del sistema di ricezione e l'attivazione dei compressori. La cabina, inoltre, ospita tutte le apparecchiature del sistema di navigazione necessarie per monitorare, istante per istante, l'esatto posizionamento dell'imbarcazione e l'allineamento dei cavi sismici rispetto alle rotte prestabilite;
- un ponte di poppa (*back deck*), su cui sono ubicate le bobine di avvolgimento dei cavi sismici (vedi precedente Figura 6.5). Il ponte include generalmente un'area per lo stoccaggio, la preparazione, la manutenzione e la riparazione della strumentazione da impiegare (le funzioni del *back deck* possono variare in base alla forma architettonica dell'imbarcazione);
- una cabina di compressione (*compressor room*), solitamente ubicata in prossimità del *back deck*, contenente i compressori che forniscono aria ad alta pressione per il funzionamento degli *air gun*.

A bordo del mezzo navale sono, inoltre, presenti gli alloggi per l'equipaggio, la strumentazione di bordo e un *helideck*.

Le navi impiegate per rilievi sismici presentano generalmente le seguenti dimensioni:

- lunghezza: 70 – 90 m;
- larghezza: 10 – 20 m;
- pescaggio: 4 – 6 m.

Nella seguente Figura 6.6 sono illustrati alcuni esempi di navi impiegate per l'esecuzione di rilievi geofisici della tipologia in progetto.



Figura 6.6: Rilievi Geofisici Sismici – Unità Navali Tipo

Per quanto riguarda gli aspetti operativi, i mezzi navali della suddetta tipologia sono normalmente progettati per assicurare un'autonomia idonea allo svolgimento delle attività di rilievo. Inoltre, data la tecnica di indagine impiegata, sono in genere dotati di propulsori a bassa rumorosità che consentono la navigazione costante alle basse velocità (3 - 6 nodi) in maniera da non pregiudicare l'attività di rilievo.

Data la limitata manovrabilità causata dal traino delle attrezzature impiegate, i mezzi navali sono in genere affiancati da uno o più unità a supporto delle operazioni (“*support vessel*” o “*chase vessel*”) cui spetta il compito di monitorare l'area di indagine, garantire la sicurezza della navigazione e segnalare la presenza di eventuali natanti.

7 PROGRAMMA DELLE ATTIVITÀ E CARATTERISTICHE DI MEZZI ED ATTREZZATURE PREVISTE

Nel presente capitolo sono descritte le attività e le caratteristiche dei mezzi e delle attrezzature previste, con particolare riferimento a:

- suddivisione in fasi operative e programmazione delle attività (Paragrafo 7.1);
- aree di indagine 2D e 3D (Paragrafo 7.2);
- caratteristiche del sistema di energizzazione (Paragrafo 7.3);
- caratteristiche del sistema ricevente (Paragrafo 7.4);
- unità navali di cui si prevede l'impiego (Paragrafo 7.5);
- aspetti operativi per lo svolgimento del rilievo geofisico (Paragrafo 0).

7.1 FASI OPERATIVE E PROGRAMMA DELLE ATTIVITÀ

Le attività in progetto prevedono lo svolgimento di una campagna di acquisizione di dati geofisici 2D, seguita da una successiva campagna acquisizione di dati 3D, da effettuarsi nel corso di una seconda fase.

Preliminarmente allo svolgimento della seconda fase (campagna di acquisizione di dati 3D) è previsto lo svolgimento di una fase intermedia di elaborazione (*processing*) dei dati acquisiti nel corso della prima fase (campagna di acquisizione di dati 2D). Tale attività è finalizzata all'interpretazione dei dati acquisiti e a definire in dettaglio la posizione e l'estensione dell'area di indagine per la campagna 3D.

Nell'ambito di ciascuna campagna di acquisizione prevista possono essere individuate le seguenti fasi operative:

- mobilitazione dell'unità navale presso l'area di indagine;
- preparazione dell'equipaggiamento: messa in mare e posizionamento della sorgente di energizzazione (*air-gun*) e del sistema di ricezione (*streamer*);
- esecuzione del rilievo geofisico;
- recupero a bordo dell'equipaggiamento al termine del rilievo;
- demobilitazione dell'unità navale.

La durata prevista per le singole fasi operative è illustrata nella seguente Tabella 7.1.

Tabella 7.1: Fasi Operative e Durata delle Attività (TGS-NOPEC, 2014a)

Campagna/Fase Operativa	Durata
Campagna di Acquisizione 2D	
Mob/Demob	1 settimana
Preparazione equipaggiamento/Recupero a bordo	1 giorno ⁽¹⁾
Esecuzione del rilievo geofisico	80 giorni ⁽²⁾
Campagna di Acquisizione 3D	
Mob/Demob	1 settimana
Preparazione equipaggiamento/Recupero a bordo	5 giorni ⁽¹⁾

Campagna/Fase Operativa	Durata
Esecuzione del rilievo geofisico	120 giorni ⁽³⁾
<p>Note:</p> <p>⁽¹⁾ Per la preparazione/recupero dell'equipaggiamento in mare si prevede una durata di circa 1 ora per km di streamer.</p> <p>⁽²⁾ Per la fase di esecuzione del rilievo 2D si prevedono circa 100 km di rilievo al giorno (fase 2D). Nel corso della campagna 2D è previsto un rientro in porto ogni 5 settimane di operazioni. Per la sosta in porto si stima una durata massima di 24 ore.</p> <p>⁽³⁾ Per la fase di esecuzione del rilievo 3D si prevedono circa 50 km² di rilievo al giorno. Per la campagna è previsto lo svolgimento continuativo delle operazioni in relazione ai tempi elevati che richiederebbe il recupero a bordo e il successivo riposizionamento delle attrezzature in mare.</p>	

Per la fase intermedia di elaborazione dei dati 2D si stima una durata di circa 6-12 mesi.

Per quanto riguarda la programmazione delle attività, si prevede che le campagne di rilievo geofisico (2D e 3D) saranno effettuate entrambe nel periodo autunno-inverno, in relazione a:

- condizioni meteomarine favorevoli all'esecuzione dei rilievi;
- minore presenza di traffico marittimo (diporto e pesca) che potrebbe interferire con le attività;
- minore sensibilità delle componenti biologiche individuate rispetto ai periodi primavera ed estate (si veda al riguardo quanto riportato nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente studio).

Nella seguente Figura 7.1 è riportato il cronoprogramma preliminare delle attività, definito sulla base delle seguenti ipotesi:

- le campagne di acquisizione dati 2D e 3D sono svolte entrambe in periodo autunno-inverno, con avvio nel mese di ottobre (TGS-NOPEC, 2014 a);
- per la fase di *processing* è ipotizzata una durata di 12 mesi;
- al termine della fase di *processing* si potrà procedere alla pianificazione e preparazione della campagna di rilievo 3D;
- preliminarmente all'avvio della campagna di rilievo 2D è stata inoltre ipotizzata una fase di preparazione.

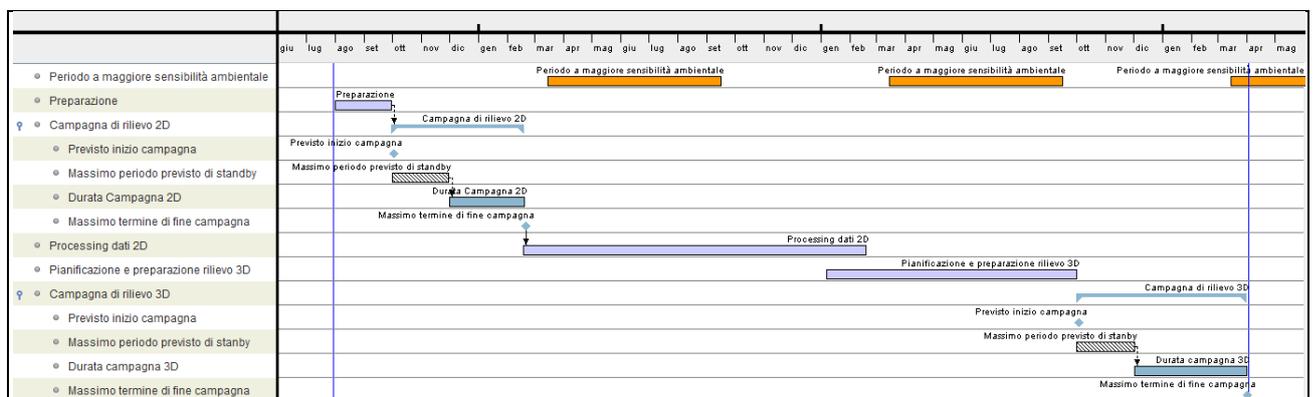


Figura 7.1: Cronoprogramma Preliminare

Si evidenzia che:

- il programma di dettaglio dei rilievi, comprensivo dei tempi di esecuzione, sarà presentato dall'Operatore all'Ufficio dell'UNMIG territorialmente competente prima di dare inizio alle indagini geofisiche, ai fini di ottenere le necessarie autorizzazioni ed in linea con quanto previsto dalla normativa vigente;
- nella scelta dei periodi di esecuzione delle attività si terrà conto degli elementi di sensibilità individuati per le aree di indagine (si rimanda al riguardo al Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA), in maniera da minimizzare i potenziali impatti sull'ambiente.

7.2 AREE DI INDAGINE

L'area interessata dalle indagini in progetto si estende complessivamente su di una superficie di circa 20,000 km².

L'acquisizione dei dati di tipo 2D avverrà lungo rotte disposte su due diverse direzioni, in maniera da formare una griglia a copertura dell'intera area di indagine. La griglia avrà un passo di circa 5 km. Complessivamente è prevista una lunghezza di 7,818 km di linee di acquisizione dati (TGS-NOPEC, 2013b).

Nella Figura 6.1 allegata al testo è mostrata una configurazione tipica ipotizzabile per la griglia delle indagini 2D in progetto (TGS-NOPEC, 2013b).

L'estensione e l'ubicazione delle aree da indagare nella campagna di rilevazione 3D potranno essere definite solo successivamente alla fase di elaborazione dei dati 2D.

Per l'acquisizione 3D si prevede una griglia con passo pari a circa 500 m. Si stima che l'area di indagine 3D si estenderà su di una superficie complessiva non superiore a 6,000 km²(TGS-NOPEC, 2013b; 2014b).

Qualora sulla base delle risultanze dell'elaborazione dei dati 2D fosse individuata la presenza di più possibili obiettivi minerari, potrebbe essere necessario effettuare rilievi 3D in più aree di indagine all'interno della zona marina. In ogni caso si prevede che la campagna di acquisizione 3D sarà effettuata mediante una singola unità navale per indagini geofisiche per cui non si prevede lo svolgimento di indagini contemporanee (TGS-NOPEC, 2014b).

Si evidenzia che ai fini della successiva valutazione degli impatti (si veda al riguardo il Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA) si è ipotizzato che l'area di indagine 3D sia ubicata nella posizione maggiormente conservativa in termini di potenziali impatti, definita sulla base degli elementi di maggiore sensibilità individuati (“*worst case scenario*”).

7.3 CARATTERISTICHE DEL SISTEMA DI ENERGIZZAZIONE

Le caratteristiche tipo dei sistemi di energizzazione previsti per lo svolgimento delle due campagne di acquisizione dati sono illustrate nella seguente Tabella 7.2 (TGS-NOPEC, 2013b; 2014a).

Ciascuna sorgente (*array*) è costituita da più *air-gun* di diversi modelli e volumi unitari, che vengono disposti in maniera da ottimizzare gli impulsi emessi e minimizzare l'effetto di riverbero causato dalle bolle che si espandono a partire dal primo sparo.

Ciascun *air-gun array* è a sua volta essere costituito da più file di *air-gun* (“*sub-arrays*”).

Tabella 7.2: Sistema di Energizzazione (TGS-NOPEC, 2013b; 2014a)

Caratteristica	UdM	Campagna Rilievo 2D	Campagna Rilievo 3D
Tipologia di sorgente	-	air-gun	
Numero di sorgenti (air-gun array)	-	1	2
Volume totale effettivo	in ³ (litri)	4-5,000 (65-80)	4-5,000 (65-80) ⁽¹⁾
Profondità operativa	m	6-8	6-12
Compressori aria (capacità)	feet ³ /min (m ³ /h)	No. 2 x 1,300 (2,200)	No. 3 x 1,800 (3,000)
Pressione operativa nominale	psi	2,000	2,000
Intervallo tra gli impulsi	s	10	10
Note			
(1) Per l'esecuzione del rilievo è prevista l'adozione della modalità "flip-flop firing": gli impulsi vengono emessi alternativamente dalle due sorgenti che non sono quindi in funzionamento contemporaneo, per cui il volume totale effettivo è pari a una frazione del volume totale degli air-gun.			

Si evidenzia che per l'esecuzione della campagna di indagini 3D è prevista la modalità di funzionamento "*flip-flop firing*", in cui le sorgenti sono azionate in maniera alternata, per cui risulta attiva una singola sorgente per volta (il volume effettivo totale della sorgente è quindi pari a una frazione del volume totale degli *air-gun*).

La configurazione definitiva delle sorgenti (numero totale di air-gun array, numero di air-gun per array, sub-array, volumi unitari, profondità di traino, etc..) potrà essere definita in dettaglio in una fase più avanzata di progettazione, anche sulla base delle attrezzature installate sull'unità navale scelta per l'esecuzione delle indagini.

Possono comunque essere indicate le seguenti caratteristiche tipiche (TGS-NOPEC, 2013b; 2014a):

- Campagna di rilievo 2D:
 - No. 1 air-gun array, No. 3 sub-array,
 - No. 12 air-gun per subarray,
 - No. 36 air-gun totali;
- Campagna di rilievo 3D:
 - No. 2 air-gun array, No. 3 sub-array ciascuno,
 - No. 12 air-gun per subarray,
 - No. 36 air-gun effettivi¹⁰.

Nella seguente Figura 7.2 è illustrata una configurazione tipica del sistema di energizzazione, con indicazione delle dimensioni, in metri (TGS-NOPEC, 2013b).

¹⁰ Su un numero totale di air-gun pari a 72 con modalità di funzionamento flip-flop (le sorgenti sono attivate alternativamente, per cui il numero effettivo degli air-gun che possono essere contemporaneamente in funzione è pari ad una frazione di quelli presenti).

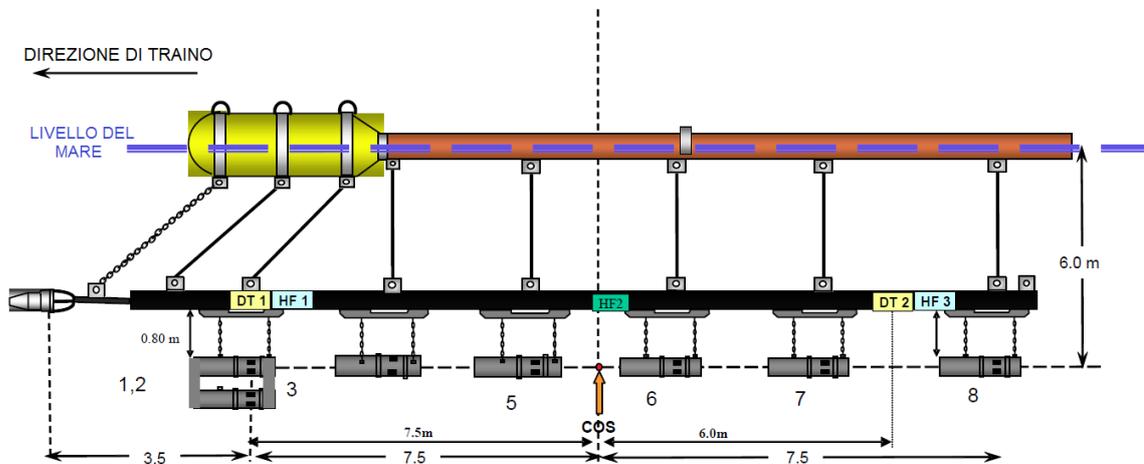


Figura 7.2: Configurazione Tipica Air-gun Array

Gli air-gun che compongono un array sono appesi a piastre che pendono da un elemento galleggiante flessibile. Nella successiva Figura 7.3 è quindi illustrata una configurazione tipica di traino del sistema di energizzazione nel caso di due sorgenti (ciascuna composta da No. 3 sub-array). La separazione tra diversi array è ottenuta regolando i collegamenti tra gli array stessi e il cavo di traino collegato ad un elemento divergente (“paravane wire”).

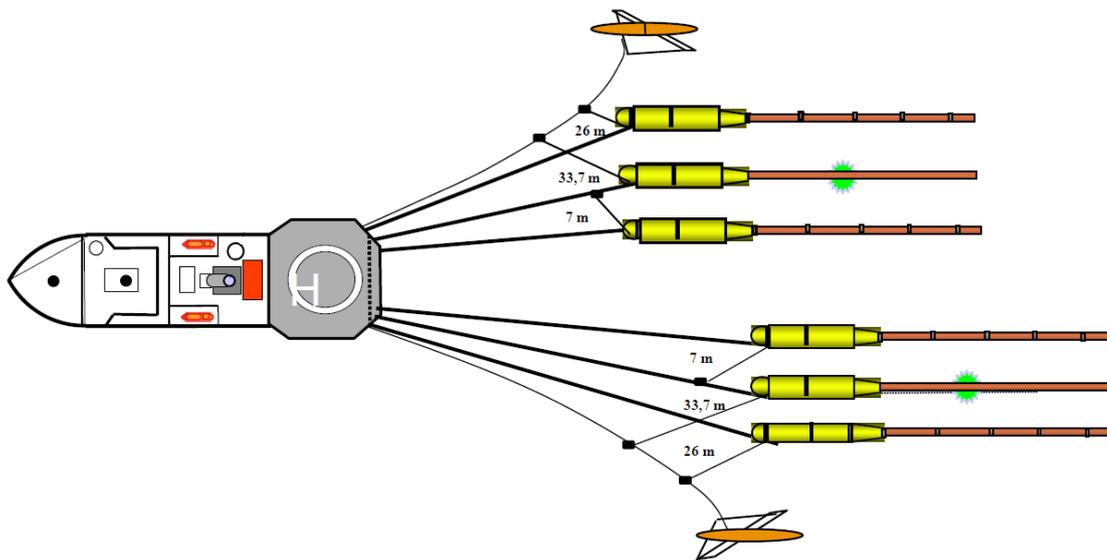


Figura 7.3: Layout di Traino a 2 Sorgenti

Nelle immagini riportate nella successiva Figura 7.4 sono quindi illustrate alcuni esempi di *air-gun* tipici (in montaggio singolo o in cluster) della tipologia che si ritiene possa essere impiegata per l’esecuzione delle campagne di rilievo in progetto.

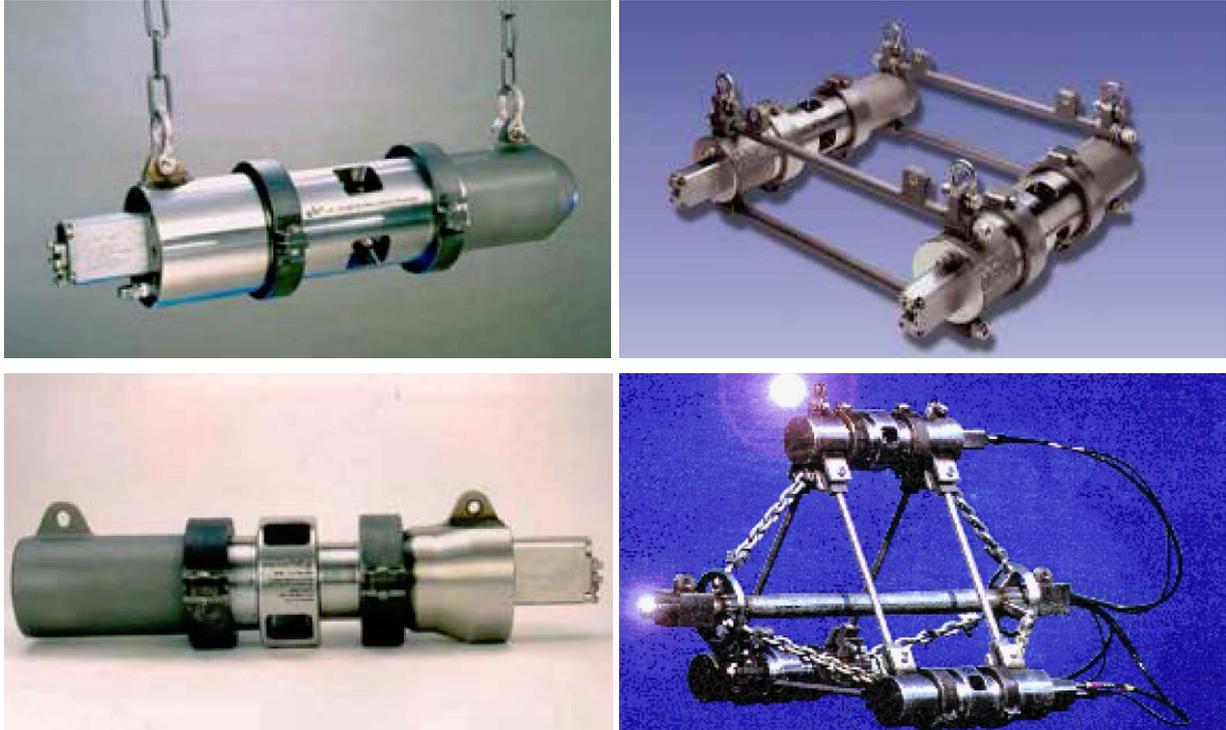


Figura 7.4: Air-Gun Tipici - Singoli e Cluster
(sito web: www.bolt-technology.com)

Per l'azionamento degli *air-gun* è previsto un apposito sistema (“*gun controller system*”), in grado di:

- monitorare e controllare i dati relativi ad ogni singolo *air-gun* (sparo, profondità, pressione, tempo di azionamento, etc) ed il funzionamento generale del sistema;
- monitorare la distribuzione dell'aria compressa (manifold e ombelicali).

Il sistema è dotato di interfacce con i sistemi di navigazione e posizionamento dell'unità navale e con quelli di registrazione dei segnali.

La fase di rilievo dati viene quindi avviata da un primo impulso del sistema di navigazione e posizionamento che attiva la sequenza di funzionamento degli *air-gun* e, quindi, il sistema di registrazione.

7.4 CARATTERISTICHE DEL SISTEMA RICEVENTE

Il sistema ricevente è costituito principalmente dall'equipaggiamento:

- di bordo (“*on-board equipment*”);
- a mare (“*in-sea equipment*”).

L'equipaggiamento di bordo comprende:

- una workstation controllata da un operatore;
- un modulo di controllo del sistema (costituito da un modulo di acquisizione ed un software di controllo);

- unità di alimentazione;
- unità di interfaccia con le diverse apparecchiature elettroniche e sistemi di bordo.

L'equipaggiamento a mare consiste principalmente nei dispositivi elettronici collocati lungo lo streamer e nelle sezioni che lo compongono.

Ogni streamer è costituito di più sezioni ed elementi, in particolare:

- cavo elettro-ottico utilizzato per il traino dell'elemento e dotato di armatura di idonea resistenza;
- sezioni flessibili di collegamento tra sezioni di acquisizione e cavo di traino;
- sezioni attive di acquisizione (“*acquisition sections*”), ciascuna della lunghezza di circa 150 m, all'interno della quale sono posizionati gli idrofoni che captano i segnali acustici riflessi dal sottosuolo. Gli idrofoni sono posti ad una distanza tipica di 12.5 m. L'acquisizione di dati dai singoli idrofoni avviene mediante canali dedicati;
- moduli LAUM (“*line acquisition unit marine*”) per la compressione e gestione dei dati acquisiti. Ogni LAUM gestisce un certo numero di canali, per cui lungo lo streamer viene inserito un certo numero di unità;
- elementi per il controllo di rotta/profondità (“*birds*”), posizionati ad intervalli lungo lo streamer, permettono il controllo della posizione effettiva degli streamer;
- eventuali ulteriori sezioni inerti;
- unità ausiliaria e/o di alimentazione posizionata in testa (“*head auxiliary/power unit*”);
- unità di gestione dati e alimentazione di coda (“*tail auxiliary power unit*”);
- boa di coda (“*tail buoy*”), connessa mediante elementi antivibrazione.

Le caratteristiche principali degli streamer previsti per lo svolgimento delle due campagne di acquisizione dati sono illustrate nella seguente Tabella 7.3.

Tabella 7.3: Sistema Ricevente (TGS-NOPEC, 2013b; 2014a)

Caratteristica	UdM	Campagna Rilievo 2D	Campagna Rilievo 3D
Tipologia	-	Solid/gel	
Numero	-	1	8-10
Lunghezza	km	12	8-10

Si evidenzia che per l'esecuzione delle indagini è previsto l'impiego di streamer di tipo solido/gel, che presentano le seguenti caratteristiche generali:

- galleggibilità garantita da un materiale solido e flessibile. La connessione tra sezioni solide e cavi elettro-ottici usati per il traino avviene mediante speciali sezioni flessibili contenenti gel;
- maggiore compatibilità ambientale, grazie alla progettazione che non richiede l'impiego di oli di riempimento, in maniera da minimizzare il rischio di possibili rilasci di sostanze in mare in caso di rottura.

7.5 MEZZI NAVALI PREVISTI

Per lo svolgimento delle campagne di acquisizione in progetto è previsto l'impiego delle seguenti unità navali:

- **campagna di acquisizione dati 2D:** No. 1 nave per indagini geofisiche 2D (“*2D seismic vessel*”) e No. 1 mezzo di supporto per garantire la sorveglianza nello specchio di mare circostante la nave e le attrezzature di acquisizione in mare (“*support vessel*” o “*chase vessel*”);
- **campagna di acquisizione dati 3D:** No. 1 nave per indagini geofisiche 3D (“*3D seismic vessel*”) e No. 2 mezzi di supporto di cui uno per garantire la sorveglianza nello specchio di mare circostante la nave e le attrezzature di acquisizione in mare ed uno per il trasporto di personale ed apparecchiature da e per la nave ed i rifornimenti.

Nella seguente Tabella 7.4 sono riportate le caratteristiche di unità navali, della tipologia che si ritiene possa essere impiegata per lo svolgimento delle due campagne di rilievo.

**Tabella 7.4: Unità Navali “Seismic Vessel” Tipiche
(TGS-NOPEC, 2013b; 2014a)**

Descrizione	UdM	Campagna Rilievo 2D ⁽¹⁾	Campagna Rilievo 3D ⁽²⁾
Numero e tipologia	-	No. 1 (2D seismic vessel)	No. 1 (3D seismic vessel)
Lunghezza	m	80	90
Larghezza	m	15	20
Pescaggio	m	5.5	6.5
Stazza lorda	GT	3,200	6,500
Velocità di crociera	nodi	10-12	12
Velocità operativa (fase di rilievo)	nodi	4-5	
Potenza installata – Main engines	kW	3,100	10,800 ⁽³⁾
Potenza installata – Auxiliary engines	kW	1,000-1,260	-
Consumo di carburante (fase di rilievo)	m ³ /giorno	16	25-50 ⁽⁴⁾
Autonomia operativa (fase di rilievo)	giorni	35-70	45 ⁽⁵⁾
Accomodation (massimo)	unità	50-55	70
Note			
⁽¹⁾ Ai fini del presente studio si è fatto riferimento alle caratteristiche delle unità navali “Akademik Shatsky” e “Geo Arctic” (TGS-NOPEC, 2013b; 2014a e sito web www.fugro.com).			
⁽²⁾ Ai fini del presente studio si è fatto riferimento alle caratteristiche dell’unità navale “Polarcus Naila” (TGS-NOPEC, 2014a).			
⁽³⁾ Propulsione di tipo diesel-electric, L’unità presa a riferimento è dotata di No. 6 unità da 1,800 kW ciascuna.			
⁽⁴⁾ Range di variabilità. Il valore tipico è 25-35 (TGS-NOPEC, 2014a)			
⁽⁵⁾ Valore calcolato a partire da un consumo tipico di 35 m ³ /giorno, considerando una capacità di circa 1,500 m ³ di carburante.			

Le unità navali normalmente impiegate per i rilievi geofisici di tipo 2D sono generalmente di minori dimensioni di quelle 3D, in relazione al minor numero di attrezzature in mare, e dotate di propulsione di tipo convenzionale, con motori diesel e sistemi meccanici di trasmissione (sistemi diesel-mechanical).

La maggior parte delle unità navali più moderne impiegate per i rilievi di tipo 3D è dotata invece di sistemi di propulsione di tipo diesel-electric, ovvero di motori diesel per la generazione di energia elettrica e di più propulsori elettrici orientabili (“*azimuth-thruster*”).

I principali vantaggi di tale tipologia sono costituiti da:

- minor consumo di carburante;
- ridotti costi di manutenzione (un maggior numero di interventi può essere effettuato direttamente a bordo);

- maggiore sicurezza (ridondanza del sistema di propulsione grazie al numero di azimuth thrusters).

I sistemi di propulsione diesel-electric, a fronte di un costo generalmente maggiore, risultano particolarmente vantaggiosi nel caso di indagini 3D in relazione a (TGS-NOPEC, 2014a):

- garanzia di bassi livelli di rumore e di vibrazioni;
- funzionamento con carichi ridotti per tempi prolungati;
- elevata potenza elettrica richiesta dai sistemi di bordo.

Ai fini del presente studio si è fatto riferimento ad unità navali con propulsione diesel-mechanical per la campagna di rilievo 2D e con propulsione diesel-electric per la campagna di rilievo 3D.

Le unità 2D e 3D sono inoltre dotate di propulsori ausiliari di tipo bow-thruster, impiegati nelle fasi di manovra.

A bordo delle unità navali sono presenti, le seguenti dotazioni, in linea con i regolamenti nazionali ed internazionali applicabili:

- sistemi di navigazione (es: radar, GPS, autopilota, ecoscandaglio, etc);
- sistemi di comunicazione radio (es: stazione radio, VHF portatili, trasponder, etc.) e satellitari (es: INMARSAT, telex, telefax, etc);
- equipaggiamento di sicurezza (es: salvagente, zattere e barche di salvataggio, barca di supporto, mute isolanti, etc) ed antincendio (es: sensori antincendio, sistema antincendio fisso, estintori portatili);
- sistemi di alimentazione ausiliari (es: generatore di emergenza/stazionamento, batterie di emergenza, etc).

Durante le attività è prevista la presenza di mezzi navali di supporto le cui caratteristiche sono riportate nella seguente Tabella 7.5.

Tabella 7.5: Mezzi Navali di Supporto Tipici (TGS-NOPEC, 2014a)

Descrizione	UdM	Campagna Rilievo 2D ⁽¹⁾	Campagna Rilievo 3D ⁽¹⁾
Numero	-	No. 1	No. 2
Lunghezza	m		40
Larghezza	m		10
Pescaggio	m		3-5
Stazza lorda	GT		300
Velocità di crociera	nodi		10
Velocità di servizio	nodi		3.5
Potenza installata – Main engines	kW		1,200
Potenza installata – Auxiliary engines	kW		150
Consumo di carburante	m ³ /giorno		1-4 ⁽²⁾
Accomodation (massimo)	unità		10
Note			
⁽¹⁾ Ai fini del presente studio si è fatto riferimento alle caratteristiche dell'unità navale "Thor Supprter" (TGS-NOPEC, 2013b)			
⁽²⁾ Consumo alla velocità di servizio 1 m ³ /giorno. Consumo alla velocità di crociera 4 m ³ /giorno.			

7.6 ASPETTI OPERATIVI PER L'ESECUZIONE DEI RILIEVI GEOFISICI

Gli streamer sono in genere posizionati ad una profondità minima di circa 5 m sotto il livello dell'acqua e sono dotati di boa di segnalazione alla loro estremità. I cavi di traino degli streamer possono inoltre essere dotati di opportuni elementi per aumentarne la visibilità della parte fuori acqua. La profondità degli streamer rappresenta un fattore molto importante ai fini della corretta esecuzione del rilievo. Eventuali aggiustamenti rispetto al valore previsto possono infatti influenzare significativamente la qualità dei dati acquisiti. Per evitare possibili danneggiamenti gli streamer possono essere quindi trainati ad una profondità maggiore (fino a 50 m in taluni casi) (TGS-NOPEC, 2014 a).

Al fine di garantire la rilevazione dei dati per una intera linea di acquisizione (“*line*”), lo streamer deve passare interamente sopra di esso ed il rilievo deve essere continuato oltre una certa distanza dal punto finale (“*end point*”) della linea. Tale distanza è detta “*run-out*” ed è pari all'incirca a metà della lunghezza dello streamer (TGS-NOPEC, 2014 a).

La nave effettua quindi una manovra per allinearsi con la successiva linea di acquisizione. Per assicurare che lo streamer sia disteso il più possibile, la nave deve portarsi sulla rotta prima del punto di inizio della linea (“*line start*”). Tale distanza è detta “*run-in*” ed è generalmente nell'ordine di una-due volte la lunghezza dello streamer (TGS-NOPEC, 2014 a).

Le campagne di acquisizione di dati geofisici sono effettuate generalmente in maniera continuativa per l'intero arco delle 24 h. Le unità navali devono mantenere una andatura minima nell'ordine dei 3 nodi al fine di tenere sotto controllo le attrezzature in mare. Le direttive in campo marittimo classificano le unità navali per rilievi geofisici come “*limitate*” in relazione alla capacità di compiere manovre per cui tali unità, nel corso dello svolgimento dei rilievi hanno la precedenza su altre unità navali che non presentano tale limitazione. Nel caso delle indagini 2D, dato il minor numero di sorgenti e di streamer impiegati, le unità navali hanno minori restrizioni che nel caso dei rilievi 3D.

Nel corso dello svolgimento del rilievo, le seguenti funzioni sono assicurate dalla presenza del support vessel:

- sorvegliare le attrezzature a mare (array e streamer);
- liberare le rotte di acquisizione da altro traffico marittimo, attrezzature da pesca o altri ostacoli mobili;
- approvvigionare mezzi ed attrezzature.

8 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE

Nel presente capitolo sono descritte le interazioni tra le attività in progetto e le singole componenti ambientali. Le interazioni con l'ambiente sono state individuate analizzando gli elementi di progetto potenzialmente in grado di causare un impatto ambientale e sono suddivise come segue:

- emissioni in atmosfera (Paragrafo 8.1);
- prelievi idrici (Paragrafo 8.2);
- scarichi idrici (Paragrafo 0);
- consumo di risorse (Paragrafo 8.4);
- produzione di rifiuti (Paragrafo 8.5);
- emissioni sonore (Paragrafo 8.6);
- occupazione dello specchio acqueo (Paragrafo 8.7);
- traffico di mezzi navali (Paragrafo 8.8).

Le suddette interazioni sono descritte e quantificate nel seguito del presente capitolo, con indicazione della relativa fase operativa.

L'analisi delle interazioni costituisce il punto di partenza per la valutazione della significatività degli impatti ambientali, riportata nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA.

8.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA

Le emissioni in atmosfera saranno dovute principalmente ai fumi di scarico dei motori impiegati per la propulsione/generazione di energia elettrica a bordo dei mezzi navali che si prevede di impiegare per lo svolgimento delle attività.

Tali emissioni avranno carattere continuativo nel corso delle campagne di rilievo (fase 2D e fase 3D), la cui durata è riportata nella precedente Tabella 7.1.

Si evidenzia che le operazioni di rilievo verranno svolte in maniera continuativa nell'arco delle 24 h e che durante l'esecuzione della campagna di acquisizione 2D è previsto un rientro in porto delle unità navali impiegate ogni 5 settimane di operazioni, mentre per la campagna di acquisizione 3D è previsto uno svolgimento continuativo.

I mezzi navali impiegati saranno dotati di tutte le certificazioni necessarie previste dalle normative e i regolamenti applicabili in materia di emissioni. La continuità delle operazioni, la corretta pianificazione di dettaglio che avrà luogo prima della fase operativa, l'impiego di mezzi ed attrezzature idonee allo svolgimento delle operazioni previste in ambito offshore e la corretta manutenzione dei motori e dei sistemi di bordo consentiranno di ottimizzare i consumi di carburante e, di conseguenza, le relative emissioni.

Occorre sottolineare che nel corso dello svolgimento delle attività sarà previsto l'impiego di carburanti a basso tenore di zolfo (inferiore allo 0.1%).

8.1.1 Stima delle Emissioni da Traffico Marittimo

Per la stima delle emissioni attese da traffico marittimo è stata impiegata la metodologia sviluppata nell'ambito del progetto "*Methodology for Estimate Air Pollutant Emissions from*

Transport” (MEET) finanziato dalla Commissione Europea all’interno del “Programma Specifico Trasporti del Quarto Programma Quadro di Ricerca, Sviluppo Tecnologico e Dimostrazione” (Trozzi e Vaccaro, 1998; Trozzi, 2010). In particolare, si è proceduto a stimare i principali inquinanti ritenuti di interesse (NO_x, CO, particolato totale PM e SO_x).

I dati di base utilizzati per la stima sono:

- consumo di carburante;
- tipologia di motore;
- tipo di combustibile impiegato;
- fase di navigazione.

Le emissioni da traffico marittimo possono quindi essere calcolate come:

$$E_{Trip,i,j,m} = \sum_p (FC_{j,m,p} \times EF_{i,j,m,p})$$

dove:

- E_{Trip}: emissioni complessive su un intero viaggio (t);
- FC_{j,m,p}: consumo di combustibile (t);
- EF_{i,j,m,p}: fattore di emissione (kg di inquinante emesso/t di carburante consumato);
- i: inquinante;
- j: tipo di motore;
- m: carburante (bunker fuel oil – BFO, marine diesel oil - MDO, marine gas oil – MGO);
- p: fase operativa (crociera, manovra, stazionamento).

I fattori di emissione relativi ai principali inquinanti di interesse (NO_x, SO_x, CO e polveri PM) validi per motori tipo medium-speed diesel e carburante di tipo MDO/MGO, sono illustrati nella seguente Tabella 8.1 (Trozzi, 2010).

Tabella 8.1: Fattori di Emissione (Trozzi, 2010)

Fase	Tipo di motore	Carburante	Fattori di Emissione [kg/tonnellata di carburante]				
			NO _x 2000	NO _x 2005	SO _x	CO	PM
Main Engine							
Crociera	Medium-speed diesel	MGO/MDO	65.0	63.1	20*S ⁽¹⁾	7.4	1.5
Manovra Stazionamento	Medium-speed diesel	MGO/MDO	47.5	45.7	20*S ⁽¹⁾	7.4	4.0
Auxiliary Engine							
Crociera Manovra Stazionamento	Medium-speed diesel	MGO/MDO	64.1	62.0	20*S ⁽¹⁾	7.4	1.4
Note: ⁽¹⁾ S è la percentuale di zolfo contenuta nel carburante. Nel caso di studio (0.1%) il fattore di emissione è pari a 2 kg SO _x /tonnellata di carburante.							

Nell'ambito del presente studio, sono state prese in considerazione le seguenti ipotesi:

- il consumo stimato di carburante è di 16 m³/giorno per la fase 2D e 35 m³/giorno per la fase 3D (si vedano i dati riportati nella precedente Tabella 7.4);
- per il carburante utilizzato è stata considerata una densità di 0.9 t/m³ (valore più elevato per carburanti tipo MGO/MDO¹¹);
- le unità navali per rilievo geofisico sono considerate in fase di crociera per l'intera durata di ciascuna fase (80 giorni per la fase 2D, 120 giorni per la fase 3D);
- per le unità navali si è ipotizzato in via conservativa che i motori impiegati siano del tipo main-engine, in maniera da tenere conto dei fattori di emissione più elevati;
- per la stima delle emissioni di NO_x si è fatto riferimento ai fattori di emissione relativi alla flotta al 2000.

In entrambi le fasi 2D e 3D è stata inoltre ipotizzata la presenza di mezzi navali tipo support vessel, dotati di motore diesel del tipo a media velocità con consumo pari a 1 m³/giorno (si veda la precedente Tabella 7.5), con le medesime ipotesi formulate per i mezzi navali principali.

La stima delle quantità delle emissioni dei principali inquinanti di interesse (NO_x, SO_x, CO e PM) dovute al funzionamento delle unità navali impiegate in ciascuna delle fasi 2D e 3D è quindi riportata nelle seguenti tabelle.

Tabella 8.2: Stima delle Emissioni di Inquinanti da Traffico Navale – Fase 2D

Tipo di Nave	Emissioni [tonnellate]			
	NO _x	SO _x	CO	PM
Unità navale per rilievo geofisico 2D	74.88	2.30	8.52	1.73
Support vessel (No. 1 unità)	4.68	0.14	0.53	0.11
Totale	79.56	2.45	9.06	1.84

Tabella 8.3: Stima delle Emissioni di Inquinanti da Traffico Navale – Fase 3D

Tipo di Nave	Emissioni [tonnellate]			
	NO _x	SO _x	CO	PM
Unità navale per rilievo geofisico 3D	245.70	7.56	27.97	5.67
Support vessel (No. 2 unità)	14.04	0.43	1.60	0.32
Totale	259.74	7.99	29.57	5.99

8.1.2 Altre Emissioni

Ulteriori emissioni in atmosfera potranno essere generate in caso di impiego di mezzi di servizio (work-boat), presenti su questa tipologia di navi o dell'inceneritore di bordo (si veda il successivo Paragrafo 8.5) o di altri impianti/apparecchiature minori (es: organi di sollevamento dotati di motore, boiler, etc.).

¹¹ Valore massimo per carburanti tipo Marine Gas Oil (DMX-DMA) e Marine Diesel Oil (DMB-DMZ) dalla tabella I della norma ISO 8217 (sito web: www.chevronmarineproducts.com)

Occorre comunque sottolineare che le caratteristiche dei mezzi di servizio, impianti e attrezzature di bordo saranno della tipologia comunemente impiegata in questo tipo di attività e rispondenti ai requisiti stabiliti da norme e regolamenti applicabili.

8.2 PRELIEVI IDRICI

I prelievi idrici nel corso delle operazioni saranno connessi con il funzionamento dei mezzi navali impiegati e saranno prevalentemente costituiti da:

- prelievi di acqua di mare per il raffreddamento di motori ed impianti a bordo;
- prelievi di acqua di mare per la produzione di acqua dolce.

L'acqua di mare potrà inoltre essere impiegata in altre operazioni quali lo zavorramento dei mezzi navali o lo svolgimento di esercitazioni antincendio, etc.

I prelievi di acqua di mare in entrambe le fasi (campagna di rilievo 2D e 3D) saranno dovuti principalmente al funzionamento delle unità navali per il rilievo geofisico.

Per il prelievo di acque per raffreddamento si stimano le seguenti portate (TGS-NOPEC, 2014a):

- campagna di rilievo 2D: 420 m³/giorno;
- campagna di rilievo 3D: 6,400 m³/giorno.

L'acqua dolce per le esigenze di bordo (uso igienico sanitario e sistemi di bordo) sarà stoccata in appositi serbatoi (di capacità circa 100-200 m³). Il rifornimento potrà essere effettuato mediante support vessel o tramite l'utilizzo degli impianti di dissalazione presenti a bordo¹².

Il consumo di acqua dolce è stimato pari a (TGS-NOPEC, 2014a):

- campagna di rilievo 2D: 7 m³/giorno;
- campagna di rilievo 3D: 17 m³/giorno.

Per il consumo ad uso potabile è previsto l'approvvigionamento di acqua in confezioni.

Nella seguente Tabella 8.4 è riportata una sintesi dei principali prelievi idrici previsti.

Tabella 8.4: Prelievi Idrici Principali

Fase	Descrizione	Portata [m ³ /giorno]	Durata Fase [giorni]	Quantità totale [m ³]
Campagna di rilievo 2D	Acqua di mare per raffreddamento	420	80	33,600
	Acqua dolce	7		560
Campagna di rilievo 3D	Acqua di mare per raffreddamento	6,400	120	768,000
	Acqua dolce	17		2,040

¹² Ipotizzabile una capacità massima di 10 m³/giorno per l'unità navale 2D e 20 m³/giorno per l'unità navale 3D.

8.3 SCARICHI IDRICI

Gli scarichi idrici nel corso delle operazioni saranno connessi al funzionamento dei mezzi navali impiegati. In particolare si avranno i seguenti scarichi:

- acque di raffreddamento di motori ed impianti a bordo;
- acque civili opportunamente trattate con impianti idonei;
- acque con potenziale presenza di oli, previo trattamento con idoneo impianto.

Ulteriori scarichi potranno essere dovuti ad altre operazioni, quali la gestione delle acque di zavorra.

Gli scarichi in mare in entrambe le fasi (campagna di rilievo 2D e 3D) saranno dovuti principalmente al funzionamento delle unità navali per il rilievo geofisico.

Occorre comunque sottolineare che tutti i mezzi navali impiegati nel corso delle attività in progetto saranno in possesso delle necessarie certificazioni e risponderanno ai requisiti stabiliti dai regolamenti nazionali ed internazionali applicabili.

Per gli scarichi di acque di raffreddamento si stimano le seguenti portate (si veda il precedente Paragrafo 8.2):

- campagna di rilievo 2D: 420 m³/giorno;
- campagna di rilievo 3D: 6,400 m³/giorno.

Gli scarichi dei servizi igienici (acque civili) sono convogliati tramite sistema di raccolta e sottoposti a trattamento per garantire un effluente conforme ai regolamenti applicabili (IMO Resolution MEPC.2(VI)/159(55)). L'impianto sarà dotato di apposita certificazione, secondo la normativa MARPOL – Annesso IV. Le portate allo scarico stimate sono pari a:

- campagna di rilievo 2D: 4 m³/giorno;
- campagna di rilievo 3D: 13 m³/giorno.

Lo scarico delle acque con potenziale presenza di oli (sentina, acque meteoriche, etc) avviene previa raccolta e trattamento con idoneo sistema di disoleatura, in grado di garantire il limite massimo per il contenuto in oli in accordo con i regolamenti applicabili (IMO Resolution MEPC.60(33)/107(49)), pari a 15 ppm. Il sistema è inoltre dotato di serbatoi di stoccaggio delle acque oleose, sistemi di monitoraggio, allarme e interruzione dello scarico in caso di superamento dei limiti. Il sistema di disoleatura sarà dotato di apposita certificazione, secondo la normativa MARPOL – Annesso I. Si stima che i sistemi saranno dimensionati per una portata di circa 2.5 m³/h.

Nella seguente Tabella 8.5 è riportata una sintesi dei principali scarichi idrici previsti.

Tabella 8.5: Scarichi Idrici Principali

Fase	Descrizione	Portata [m ³ /giorno]	Durata Fase [giorni]	Quantità totale [m ³]
Campagna di rilievo 2D	Acque di mare per raffreddamento	420	80	33,600
	Acque civili ⁽¹⁾	4		320
	Acque oleose	60 ⁽²⁾		--
Campagna di rilievo 3D	Acque di mare per raffreddamento	6,400	120	768,000
	Acque civili ⁽¹⁾	13		1,560
	Acque oleose	60 ⁽²⁾		--
Note: ⁽¹⁾ Previa depurazione in impianto certificato. ⁽²⁾ Portata massima giornaliera calcolata sulla base di una portata oraria di 2.5 m ³ /h.				

Per quanto riguarda la gestione delle acque di zavorra, le navi saranno dotate di un apposito piano (Ballast Water Management Plan) finalizzato a prevenire il possibile rilascio di organismi acquatici nocivi, in linea con quanto previsto dalla Convenzione internazionale per il controllo e la gestione delle acque di zavorra delle navi e sedimenti (IMO Resolution A.868(20) (TGS-NOPEC, 2014a). Le operazioni di zavorramento avverranno in maniera da garantire la stabilità dei mezzi navali, evitando lo scarico in caso di contaminazione da oli o altre sostanze. Laddove richiesto sarà prevista la compilazione di appositi form di registrazione dei movimenti interni ed esterni di zavorra.

Per quanto riguarda il possibile rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente marino, occorre, inoltre, sottolineare quanto segue (TGS-NOPEC, 2014a):

- l'impiego di streamer di tipo solido permette di minimizzare il rischio di rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente rispetto all'utilizzo di sezioni di acquisizione di tipo tradizionale, contenenti olio;
- è previsto l'impiego di air-gun progettati in maniera da evitare l'impiego (e potenziale rilascio) di prodotti lubrificanti;
- la disponibilità di casse per l'accumulo di acque civili/oleose con capacità ridondante rispetto alla normale necessità permette di minimizzare il rischio di sversamento di reflui non trattati in caso di eventuali operazioni di manutenzione dei sistemi di trattamento effettuate a bordo nel corso delle operazioni;
- è previsto l'impiego di mezzi navali che non utilizzano composti antivegetativi pericolosi (es: vernici, additivi), in linea con quanto stabilito dalla Convenzione internazionale IMO 2001.

8.4 CONSUMO DI RISORSE

Il personale stimato per lo svolgimento delle operazioni è pari a (TGS-NOPEC, 2013a; 2014b):

- campagna di rilievo 2D:
 - No. 35 addetti a bordo dell'unità navale per il rilievo geofisico,
 - No. 7 addetti a bordo del support vessel;
- campagna di rilievo 3D:
 - No. 50 addetti a bordo dell'unità navale per il rilievo geofisico,

- No. 7 addetti a bordo di ciascun support vessel (totale No. 14 addetti).

La stima del consumo di carburante per le diverse unità navali è riportata nel precedente Paragrafo 8.1.

La stima dei consumi di acqua è riportata nel precedente Paragrafo 8.2.

8.5 RIFIUTI PRODOTTI

Nel corso delle attività in progetto, a bordo delle unità navali saranno prodotti rifiuti connessi con la presenza degli addetti, lo svolgimento delle operazioni di rilievo e la manutenzione.

Le principali tipologie di rifiuto che saranno generate possono essere suddivise in base alle caratteristiche di pericolosità in:

- rifiuti non pericolosi: rifiuti da imballaggio, legno, stracci, cavi, gomma, metalli, vetro, plastica, rifiuti di mensa, etc;
- rifiuti speciali pericolosi: reflui civili e settici, rifiuti medici, solventi, residui di pitture, oli, fanghi, cartucce di stampanti batterie, etc.

I rifiuti saranno gestiti a bordo dei mezzi navali nel rispetto della normativa vigente e dei regolamenti applicabili (MARPOL – Annesso V). A tal fine le unità saranno dotate di specifici piani di gestione dei rifiuti in linea con quanto richiesto dai regolamenti (IMO Resolution MEPC.201(62)).

I piani saranno redatti nella lingua dei membri dell'equipaggio. A bordo delle navi saranno presenti idonee segnalazioni recanti le necessarie istruzioni per l'equipaggio e per gli eventuali passeggeri presenti a bordo.

Per la prevenzione del possibile inquinamento del mare da rifiuti si opererà, in particolare, come segue (TGS-NOPEC, 2014 a):

- si cercherà di ridurre quanto possibile la quantità e l'ingombro dei rifiuti da imballaggio (in particolare di quelli connessi con il trasporto dei rifornimenti). In caso di necessità si preferiranno imballaggi e contenitori che possono essere riutilizzati a bordo;
- i rifiuti riciclabili saranno raccolti separatamente e gestiti in maniera da facilitarne il recupero;
- per evitare la necessità di suddividere i rifiuti una volta conferiti e facilitare le operazioni di recupero, saranno disposte apposite aree attrezzate per lo stoccaggio delle diverse tipologie di rifiuto, segnalate con apposite colorazioni e disposte opportunamente in varie parti della nave, in relazione alle attività ivi svolte;
- i rifiuti, opportunamente separati per tipologia, saranno trasportati a terra per essere avviati a smaltimento/recupero presso impianti idonei, nel rispetto delle normative vigenti e dei regolamenti nazionali e locali applicabili;
- il personale sarà formato sulle corrette procedure per la gestione dei rifiuti.

Nel corso delle attività di rilievo geofisico, rifiuti e residui di tipo combustibile prodotti a bordo potranno essere trattati in un apposito inceneritore di bordo. Le unità navali saranno dotate di inceneritori idonei al funzionamento su nave, del tipo certificato secondo le norme vigenti (es: IMO Resolution MEPC.93(45)). Si stima una capacità di circa 50 kg/ora (TGS-NOPEC, 2014a). Le ceneri prodotte saranno raccolte e stoccate in appositi contenitori e trasportate a terra per essere conferite come rifiuto speciale.

I rifiuti di mensa prodotti nel corso delle attività di rilievo potranno essere scaricati a mare, previa comminazione, qualora ricorrano le condizioni previste dalle norme vigenti.

8.6 EMISSIONI SONORE

Nel corso delle attività in progetto si avranno emissioni sonore in ambito aereo e marino generate da:

- motori ed attrezzature impiegate a bordo dei mezzi navali utilizzati;
- funzionamento della sorgente di energizzazione (air gun).

Per quanto riguarda il rumore aereo, nel corso delle attività si prevede il rispetto delle norme di buona pratica e dei regolamenti applicabili in materia di sicurezza sui luoghi di lavoro.

Per quanto riguarda l'emissione di rumore e vibrazioni in ambiente marino, nel seguito del presente Paragrafo si riporta una stima dei livelli attesi in riferimento ai mezzi navali ed alle sorgenti che si prevede di impiegare. Si rimanda al Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA per maggiori dettagli.

8.6.1 Stima delle Emissioni da Traffico Marittimo

Per quanto riguarda l'emissione dovuta al traffico marino, sulla base dei dati riportati nel documento ISPRA "Linee Guida per lo Studio e la Regolamentazione del Rumore di Origine Antropica Introdotto in Mare e nelle Acque Interne", si assumono le seguenti ipotesi:

- la componente principale per le unità navali per il rilievo geofisico (navi di grandi dimensioni) si ha sotto 500 Hz con circa 190 dB re 1 μ Pa ad 1 m che possono arrivare fino a 220 dB re 1 μ Pa ad 1 m e oltre per le frequenze bassissime;
- per i support vessel (navi di minori dimensioni, quali pescherecci e rimorchiatori) si considera una intensità compresa tra 150 e 170 dB re 1 μ Pa ad 1 m.

8.6.2 Stima delle Emissioni dalle Sorgenti di Energizzazione Air-gun

Di seguito si riportano le caratteristiche di rumorosità stimate per le sorgenti di energizzazione previste nel corso delle operazioni in progetto (TGS-NOPEC, 2013b; 2014a):

- Campagna di rilevazione 2D: per una sorgente (array) composta da No. 36 air-gun, con volume totale 4,140 in³ (circa 70 litri), pressione operativa 2,000 psi e profondità operativa di 6 m si stimano i seguenti valori:
 - Livello di Pressione Sonora (peak to peak): ~259 dB re: 1 μ Pa @ 1 m,
 - Livello di Pressione Sonora (0 to peak): 253 dB re: 1 μ Pa @ 1 m,
 - Livello di Pressione Sonora (rms): 230 dB re: 1 μ Pa @ 1 m;
- Campagna di rilevazione 3D: per una sorgente attiva¹³ composta da No. 36 air-gun, con volume totale effettivo 4,700 in³ (circa 75 litri), pressione operativa 2,000 psi e profondità operativa di 12 m si stimano i seguenti valori:
 - Livello di Pressione Sonora (peak to peak): ~263 dB re: 1 μ Pa @ 1 m,
 - Livello di Pressione Sonora (0 to peak): ~257 dB re: 1 μ Pa @ 1 m.

¹³ Per il rilievo 3D si prevede la presenza di No. 2 sorgenti con modalità flip-flop: il numero di air-gun effettivamente in uso è inferiore al numero (e volume totale) degli air-gun presenti.

Occorre evidenziare che le attività in progetto saranno condotte nel rispetto delle disposizioni introdotte dalle linee guida applicabili in materia di mitigazione dell'impatto acustico sui mammiferi marini dovuto alle indagini sismiche in mare (ACCOBAMS, ISPRA). A tal proposito si prevede, in particolare:

- l'adozione della tecnica del soft start che consiste nell'emissione progressiva, tramite la stessa sorgente, di suoni blandi prima dell'inizio delle operazioni al fine di allontanare le specie marine eventualmente presenti nell'area di indagine;
- la presenza a bordo delle unità navali per rilievo geofisico di osservatori MMO per lo svolgimento di monitoraggi acustici e visivi della presenza di cetacei, per l'intera durata delle operazioni.

8.7 OCCUPAZIONE DI SPECCHIO ACQUEO

In linea con le pratiche adottate nel settore delle ricerche geofisiche in mare, si prevede un'area di buffer di 500 m intorno all'unità navale impiegata. Tale area sarà mantenuta libera da eventuali mezzi navali estranei e da altri ostacoli mobili, quali attrezzature da pesca.

Per assicurare la copertura dei dati sull'intera area di indagine risulta necessario proseguire l'indagine dei dati per una distanza pari a circa la metà della lunghezza degli streamer, rispetto alla verticale dell'ultimo punto indagato, ovvero circa 5-6 km oltre la linea di delimitazione dell'area di indagine. La distanza complessiva necessaria per consentire la manovra dell'imbarcazione (inversione di rotta) può inoltre essere stimata pari a circa 15 km dal limite della stessa area (TGS-NOPEC, 2014a).

Si evidenzia che, essendo l'area di intervento ubicata internamente alla Zona Marina E e delimitata a nord-est da una linea posta a 15 miglia nautiche rispetto all'Area Marina Protetta "Santuario Pelagos", risulta che le attività di rilievo sismico non saranno effettuate oltre la linea delle 12 miglia nautiche dalla delimitazione del Santuario Pelagos e che nell'area oltre le 12 miglia nautiche saranno effettuate le sole attività di manovra del mezzo navale.

8.8 TRAFFICO MARINO CONNESSO

Durante l'esecuzione della campagna di acquisizione 2D è previsto un rientro in porto delle unità navali impiegate (nave per rilievo geofisico e support vessel), ogni 5 settimane di operazioni. Per ciascuna sosta in porto si stima una durata di circa 24h (TGS-NOPEC, 2014a).

Per la campagna di acquisizione 3D è previsto uno svolgimento continuativo per l'intera durata delle attività. Il trasporto di personale, equipaggiamenti e rifornimenti da e per il porto di appoggio sarà effettuato da No. 1 support vessel (il secondo support vessel rimarrà a presidio delle attività della nave per rilievo geofisico 3D). La frequenza stimata è di circa 1 viaggio a settimana (TGS-NOPEC, 2014b).

Il numero di viaggi previsto nelle due fasi è riportato nella seguente Tabella 8.6.

Tabella 8.6: Traffico Marittimo Connesso

Fase	Unità Navale	No. viaggi ⁽¹⁾
Campagna di rilievo 2D	Unità navale per rilievo geofisico 2D	No. 1 viaggio ogni 5 settimane di operazioni
	Support vessel	
Campagna di rilievo 3D	Unità navale per rilievo geofisico 2D	(2)
	Support vessel	No. 1 viaggio ogni settimana
	Support vessel	
Note (1) Da e per il Porto di Marsiglia (2) Previsto svolgimento continuativo delle operazioni.		

La base di appoggio preliminarmente individuata per l'esecuzione delle attività è costituita dal Porto di Marsiglia (TGS-NOPEC, 2014a). Tale scelta è in grado di soddisfare tutti i seguenti requisiti, necessari dal punto di vista logistico:

- prossimità all'area di intervento;
- disponibilità di spazi e strutture portuali per il deposito e stoccaggio di attrezzature;
- collegamenti internazionali con vie di trasporto via terra, aria e rotaia.

Si evidenzia che per approvvigionamenti ed altri servizi potranno essere previsti appoggi a livello locale, ad esempio in porti, di idonee caratteristiche, posti sulle coste sarde. In tal caso saranno presi i necessari contatti con le Autorità competenti, anche al fine di garantire il rispetto dei regolamenti applicabili.

9 MISURE PROGETTUALI DI PREVENZIONE E TECNICHE DI RIDUZIONE DEGLI IMPATTI

Nel corso delle attività di prospezione si prevede l'adozione delle misure di prevenzione e riduzione degli impatti, descritte nel presente capitolo, al fine di eliminare o comunque ridurre al minimo le interferenze sia con le specie marine potenzialmente presenti e maggiormente sensibili, rappresentate in particolare da cetacei e rettili, sia con altre attività marine (pesca, traffici).

In particolare, nel seguito del capitolo sono illustrate:

- le indicazioni fornite dalle principali linee guida sviluppate a livello internazionale e nazionale sulle possibili misure di mitigazione da adottare nel corso di attività che introducono rumore in ambiente marino, a tutela dei mammiferi marini (Paragrafo 9.1);
- le misure di mitigazione che si prevede di adottare a tutela dei mammiferi marini (Paragrafo 9.2);
- le misure di prevenzione finalizzate a minimizzare il rischio di intrappolamento di rettili marini (Paragrafo 9.3);
- le misure che si prevede di attuare per mitigare gli impatti potenziali con altre attività marine (Paragrafo 9.4).

9.1 LINEE GUIDA PER LA TUTELA DEI MAMMIFERI MARINI

I mammiferi marini rappresentano l'aspetto ambientale maggiormente sensibile alle operazioni di indagine geofisica, pertanto, al fine di ridurre al minimo le interferenze, sono state sviluppate diverse linee guida o raccomandazioni sulle possibili misure di mitigazione da adottare nel corso delle attività di ricerca, sia a livello nazionale che internazionale. In particolare, si citano:

- Linee Guida emanate da ACCOBAMS¹⁴ (Agreement on the Conservation of Cetaceans of Black Sea, Mediterranean Sea and contiguous Atlantic Area);
- Linee Guida emanate dal JNCC (Joint Natural Conservation Committee) di Aberdeen (UK);
- Linee Guida redatte dall'ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale).

In tutte le citate linee guida viene evidenziata l'importanza della fase di pianificazione, durante la quale si raccomanda la consultazione di banche dati e bibliografia al fine di evitare habitat critici per i mammiferi marini, nonché periodi di migrazione o di riproduzione per le specie.

Per quanto concerne le procedure da adottare nel corso delle prospezioni, nelle Linee Guida ACCOBAMS e JNCC vengono indicati criteri e procedimenti piuttosto simili:

- verificare l'assenza di mammiferi marini in un raggio di 500 m (area di sicurezza) per almeno 30 minuti prima di attivare la sorgente sismica;

¹⁴ L'Italia, in qualità di parte contraente l'Accordo ACCOBAMS, nel Novembre 2010 ha adottato la risoluzione 4.17 "Guidelines to Address the Impact of Anthropogenic Noise on Cetaceans in the ACCOBAMS area".

- estendere la ricerca a 60 minuti in acque profonde (≥ 200 m);
- qualora mammiferi marini fossero avvistati all'interno dell'area di sicurezza, l'attivazione della sorgente sismica deve essere ritardata fino a quando gli animali risultano allontanati. Agli animali deve essere lasciato il tempo necessario per allontanarsi in seguito all'ultimo avvistamento (almeno 20 minuti);
- l'attivazione della sorgente sismica deve cominciare in maniera graduale (*soft start*), con uno start up a bassa energia che deve protrarsi per almeno 20 minuti in maniera da permettere l'allontanamento dei mammiferi marini presenti nelle vicinanze;
- il *soft start* deve essere effettuato ogni qualvolta vengono attivati gli *air gun*, a prescindere dalla presenza di mammiferi marini nell'area.

Nel caso in cui siano avvistati mammiferi marini all'interno dell'area di sicurezza a sorgente in funzione:

- le linee guida del JNCC non prevedono lo spegnimento della sorgente del rumore, ma esclusivamente il monitoraggio degli animali;
- le linee guida ACCOBAMS raccomandano l'immediata riduzione dell'intensità della sorgente o la cessazione della stessa nel caso in cui gli animali continuino ad avvicinarsi.

Le suddette linee guida sono state più volte riviste e aggiornate, anche sulla base dell'esperienza acquisita sul campo, al fine di garantire una maggiore tutela della fauna marina e, in particolare, dei cetacei e rappresentano, ad oggi, l'unica forma di regolamentazione delle prospezioni geofisiche in mare adottata a livello internazionale.

L'ISPRA ha redatto inoltre un rapporto tecnico sulla valutazione e mitigazione dell'impatto acustico dovuto alle prospezioni geofisiche nei mari italiani, indicando una serie di *best practices* da integrare nelle linee guida esistenti, sopra descritte.

In particolare tale approccio prevede quanto segue:

- Fase di pianificazione:
 - la scelta dell'area da indagare non può prescindere dalle schede informative inerenti ai mammiferi marini che popolano i nostri mari,
 - è opportuno programmare il *survey* sismico in maniera da evitare il periodo riproduttivo delle principali specie ittiche al fine di evitare effetti negativi sul numero di uova disponibili,
 - considerazione di effetti cumulativi che potrebbero verificarsi per la presenza di altre attività impattanti nella stessa area di mare dove è svolta l'indagine geofisica o in una zona adiacente. In particolare, qualora fossero necessarie più prospezioni sismiche in aree adiacenti, è sempre preferibile che le stesse vengano effettuate in tempi diversi e pianificate in maniera tale da tutelare eventuali mammiferi marini presenti nelle vicinanze. Nel caso in cui le prospezioni debbano realizzarsi contemporaneamente, si ritiene necessario mantenere una distanza minima di 100 km tra le imbarcazioni sismiche in modo da garantire un'adeguata via di fuga ai mammiferi marini, che possono così allontanarsi o abbandonare l'area senza dover interrompere eventuali rotte migratorie;
- Fase di attività:
 - riduzione dell'intensità dell'emissione sonora e del numero di *air gun*,
 - *soft start* prolungato: da un minimo di 30 minuti ad un massimo di 60 minuti,

- zona di esclusione più ampia dove prevedere l'immediata riduzione dell'intensità della sorgente (*power down*) o la cessazione della stessa (*shut down*) in presenza di mammiferi marini,
 - considerazione di un valore soglia del rumore inferiore per evitare non solo danni fisiologici ma anche disturbi comportamentali alla fauna acquatica,
 - monitoraggio acustico passivo (PAM) da utilizzare in condizioni di scarsa visibilità e comunque da affiancare costantemente a quello visivo (sistema di idrofoni che viene calato nella colonna d'acqua per registrare i suoni emessi dai mammiferi marini, i quali vengono poi elaborati mediante software specializzato),
 - sviluppo di software specifici per l'analisi e l'elaborazione di suoni emessi dai cetacei (es: Pamguard),
 - verifica sul campo dei livelli di rumore e delle reali distanze di propagazione per constatare l'efficacia dell'estensione dell'area di sicurezza;
- Fase post-survey:
 - gli MMO (Marine Mammals Observers) presenti a bordo nave sono tenuti a spedire a MATTM e ISPRA copia del report di fine attività che comprenda come minimo le seguenti informazioni: data e luogo del survey, caratteristiche dell'*array* di *air gun*, numero e volume di ciascun *air gun*, numero e tipo di imbarcazioni utilizzate, durata del *soft start*, avvistamenti di mammiferi marini, procedure messe in atto in caso di avvistamenti, problemi incontrati durante il *survey* e/o in caso di avvistamento cetacei.

ISPRA riporta infine le seguenti raccomandazioni per ottimizzare l'efficacia delle misure di mitigazione nelle prospezioni geofisiche da effettuarsi nei mari italiani:

- servirsi di personale tecnico altamente specializzato, in particolare per ricoprire il ruolo di osservatore-Marine Mammal Observer (MMO) e di tecnico per il PAM, per cui si richiede un'esperienza pluriennale nel campo;
- assicurarsi che tutti i dati validi dal punto di vista scientifico derivanti da linee sismiche esistenti vengano, quando possibile, riutilizzati. A tal fine, è necessario che il Proponente effettui il censimento delle linee sismiche preesistenti nell'area di indagine e fornisca una valida motivazione qualora decidesse di non utilizzarle;
- pianificare almeno una visita ispettiva a bordo della nave per rilievo da parte del Ministero vigilante o di ISPRA, al fine di assicurare il corretto svolgimento delle attività e la messa in atto di tutte le misure di mitigazione secondo le procedure raccomandate;
- assicurarsi che il *reporting* di fine attività sia propriamente svolto e spedito al Ministero vigilante e ISPRA. Ciò può rivelarsi estremamente utile per l'individuazione di eventuali *lessons learnt* circa le misure di mitigazione adottate ed il loro possibile perfezionamento.

9.2 MISURE DI MITIGAZIONE A TUTELA DEI MAMMIFERI MARINI E DI ALTRE SPECIE MARINE

Durante le attività saranno adottate tutte le misure di prevenzione e mitigazione riportate nelle Linee Guida riassunte nel precedente paragrafo; in particolare è prevista l'implementazione delle seguenti specifiche misure di mitigazione a tutela dei mammiferi marini:

- sarà assicurata la presenza di osservatori a bordo: in particolare le attività saranno condotte da almeno due osservatori qualificati MMO (Marine Mammals Observers),

esperti nel riconoscimento di cetacei e appartenenti ad Enti accreditati (tra cui anche ISPRA); le tecniche di avvistamento saranno sia di tipo visuale, con l'ausilio del binocolo, che di tipo acustico, mediante l'uso di idrofoni;

- adozione del *soft start*: l'intensità di lavoro necessaria agli *air gun* sarà raggiunta gradualmente partendo da un volume minore di *air-gun* (indicativamente circa 150 dB) e via via aggiungendo gli altri con una modalità di crescita di 5 dB ogni 5 minuti, in un tempo medio di 20 minuti, durante i quali gli *air-gun* aumentano gradualmente la frequenza di sparo. Tale operazione verrà eseguita ogniqualvolta si interromperà la prospezione per più di 5 minuti;
- sarà stabilita una zona di esclusione: gli spari non potranno iniziare, o saranno immediatamente sospesi, nel caso in cui siano segnalati (visualmente e/o tramite idrofoni) cetacei entro 1 miglio marino dagli *arrays*;
- gli spari saranno interrotti ad ogni fine linea;
- azioni in caso di avvistamento e/o presenza di cetacei: in caso di accertata presenza di mammiferi marini all'interno della zona di ricerca, l'inizio dell'attività sarà posticipato fino all'allontanamento degli animali, attendendo almeno 30 minuti dall'ultimo avvistamento. Nel caso in cui gli animali siano segnalati nella fascia compresa tra 1 e 3 miglia marine sarà effettuato un *soft start* prolungato (uso di un singolo *air gun* fino a quando non abbiano lasciato la zona); inoltre, durante i 30 minuti antecedenti l'inizio degli spari, è previsto che gli osservatori si accertino dell'assenza anche di singoli individui nelle aree viciniore;
- minimizzazione della propagazione delle onde acustiche: sarà utilizzato il minore volume praticabile per gli *arrays*, limitando il più possibile le onde ad alta frequenza, e gli *arrays* saranno configurati in modo da ridurre al minimo la propagazione orizzontale delle onde;
- al termine del programma di ricerca sarà compilato un report, nel quale saranno riportati: data e localizzazione del *survey*, tipologia e specifiche degli *air gun*, numero e tipo di imbarcazioni impiegate, registrazione di utilizzo dell'*air gun*, inclusi il numero di *soft start*. Relativamente alle osservazioni dei mammiferi avvenute prima e durante la prospezione, saranno indicati: modalità di avvistamento, specie, numero di individui, coordinate, ora, condizioni meteo climatiche e considerazioni degli osservatori a bordo. I rapporti saranno trasmessi al MATTM e all'ISPRA;
- le operazioni di prospezione saranno condotte in modo da evitare interferenze con i periodi di riproduzione dei mammiferi marini.

Si evidenzia infine che il progetto prevede di effettuare le attività di rilievo sismico all'interno della Zona Marina E in un'area che a nord-est risulta essere a 15 miglia nautiche dalla linea di delimitazione dell'Area Marina Protetta "Santuario Pelagos".

9.3 MISURE ATTE A IMPEDIRE L'INTRAPPOLAMENTO DI RETTILI MARINI

Per evitare l'intrappolamento accidentale di rettili marini potenzialmente presenti nelle aree di indagine potrà essere prevista l'adozione di specifiche misure mitigative in linea con i contenuti presentati nello studio "*Reducing the fatal entrapment of marine turtles in towed seismic survey equipment*" condotto dalla società inglese Ketos Ecology nel 2007 e nel suo successivo aggiornamento "*Turtle guards: A method to reduce the marine turtle mortality occurring in certain seismic survey equipment*", pubblicato nel 2009.

Tali studi hanno evidenziato il problema della mortalità accidentale di tartarughe marine in seguito al possibile intrappolamento nelle boe di coda e formulato alcune raccomandazioni per minimizzare tale rischio attraverso l'uso dei "turtle guards", dispositivi di protezione montati nella parte anteriore delle boe (Sito web: www.ketosecology.co.uk).

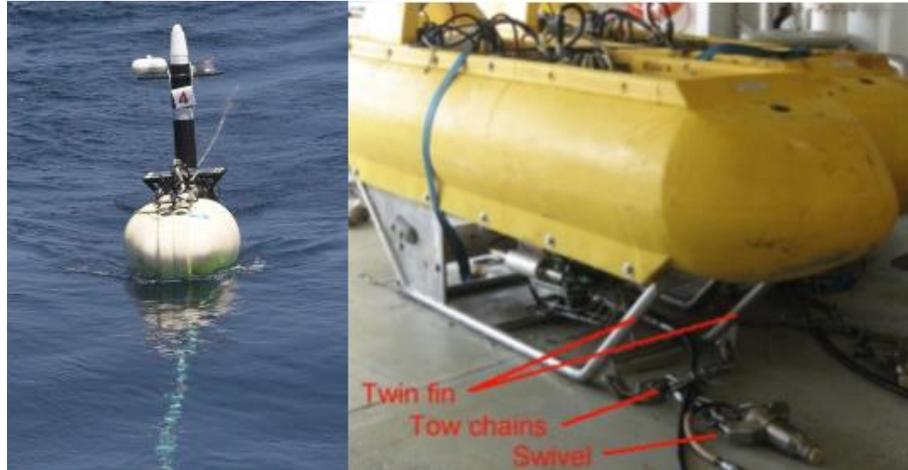


Figura 9.1: Esempi di Boa di Coda (Sito web: www.ketosecology.co.uk)

L'applicazione di opportune barre metalliche alla struttura che sostiene la boa di coda permette di impedire l'intrappolamento delle tartarughe con tempi e costi minimi. Nelle immagini riportate nella seguente Figura 9.2 sono illustrati alcuni esempi di tali tipologie di strutture (barre di esclusione e deflettori).

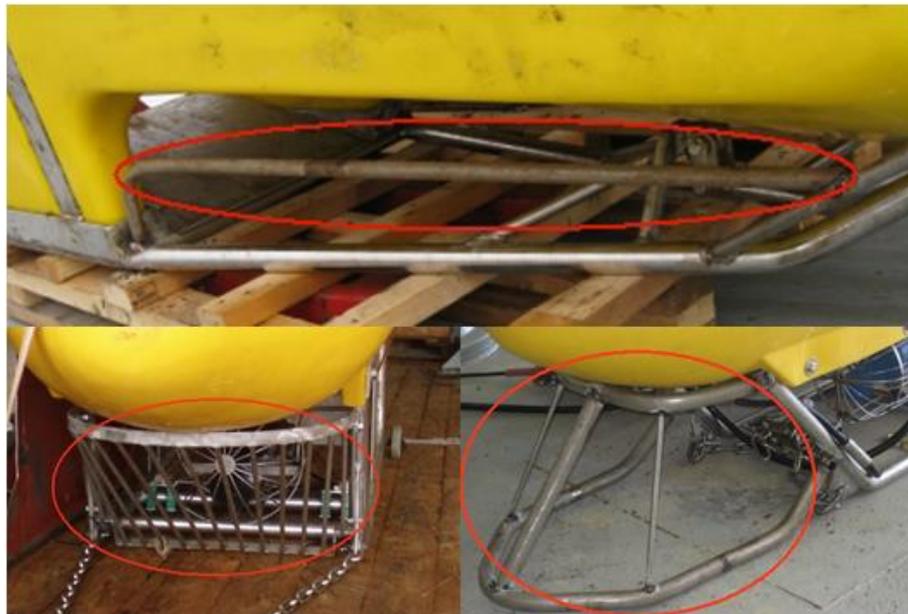


Figura 9.2: Esempi di "Turtle Guards" (Sito web: www.ketosecology.co.uk)

9.4 MITIGAZIONE DELLE INTERFERENZE CON ALTRE ATTIVITÀ MARINE

Al fine di ridurre al minimo gli impatti derivanti dall'attività di prospezione geofisica sulle attività marine (pesca, traffici) eventualmente svolte nelle aree di indagine, sarà prevista la programmazione delle attività in progetto (individuazione delle aree progressivamente interessate dalle indagini) ed effettuate le necessarie comunicazioni alle Autorità competenti, in maniera da rendere noto ai possibili mezzi navali in transito (es: pescatori, diportisti, marina mercantile) le rotte seguite dalle unità navali nel corso delle operazioni.

Per quanto riguarda le possibili interferenze con le attività di pesca, preliminarmente alla fase operativa saranno previste azioni di coordinamento con gli operatori del settore, inclusa la presenza di un rappresentante locale a bordo nel corso dello svolgimento delle operazioni nel caso di aree in cui sono svolte attività di pesca.

Per quanto riguarda le unità navali impiegate e le procedure operative previste per lo svolgimento delle indagini:

- le unità navali e le attrezzature a mare saranno dotati di opportuni sistemi di segnalazione e di ausilio alla navigazione, in linea con quanto previsto dai regolamenti nazionali ed internazionali applicabili e dalle norme di buona pratica del settore;
- nel corso delle operazioni è prevista la presenza continuativa di una imbarcazione di supporto con funzione di controllo dello specchio di mare interessato dalle attività.

10 ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA

10.1 SISTEMA DI GESTIONE HSE

Di seguito sono fornite le principali informazioni relative ai sistemi di gestione HSE adottati da TGS-NOPEC (sito web: www.tgs.com).

TGS-NOPEC è impegnata nel garantire la sicurezza sul lavoro per i suoi dipendenti, contrattisti e Clienti ed il rispetto dell'ambiente in cui lavorano, attraverso il miglioramento continuo degli standard adottati dal proprio personale e dei contrattisti impiegati.

La Società, nell'ambito del Sistema di Gestione HSE, ha definito le procedure operative nel rispetto di tutti i requisiti richiesti dalla normativa applicabile o, in assenza di standard definiti, secondo le migliori prassi operative del settore. Al fine di garantire la conoscenza e la condivisione degli aspetti legati alla sicurezza e all'ambiente:

- vengono effettuate specifiche riunioni;
- il personale e le procedure sono continuamente aggiornati;
- è assicurata una corretta comunicazione.

I dipendenti sono attivamente coinvolti nella gestione della sicurezza e nella protezione dell'ambiente, anche attraverso la definizione e periodica revisione, di obiettivi e standard. Per promuovere un continuo miglioramento, tutto il personale è invitato a proporre i propri suggerimenti mediante una comunicazione diretta con il responsabile HSE.

Tutti i dipendenti e collaboratori TGS sono chiamati ad assumere un comportamento responsabile e a approfondire un continuo impegno a favore della sicurezza e della tutela dei lavoratori e dell'ambiente, anche interrompendo qualsiasi attività o operazione che non sia condotta in maniera sicura.

I responsabili delle operazioni devono garantire l'attuazione delle policy aziendali, assicurare la corretta formazione ed informazione dei lavoratori e l'impegno ed impiego delle risorse necessarie a garantire la conformità con i requisiti di salute e sicurezza e protezione dell'ambiente.

La politica aziendale si completa attraverso la definizione di politiche e procedure regionali che tengano conto delle specifiche leggi e regolamenti presenti nelle zone di intervento. Il responsabile HSE monitora l'implementazione delle politiche ai vari livelli ed il sistema di gestione HSE di TGS-NOPEC è sottoposto annualmente ad una attenta revisione.

10.2 DOTAZIONI DI SICUREZZA

I mezzi navali impiegati saranno equipaggiati con tutte le necessarie dotazioni di sicurezza in linea con le normative vigenti ed i regolamenti applicabili, con particolare riferimento a:

- sistemi di navigazione e comunicazione radio/satellite;
- equipaggiamento di sicurezza (salvagente, zattere e barche di salvataggio, mute stagne, tute isolanti, etc.);
- sistemi antincendio (sensori antincendio, sistemi fissi di estinguimento, estintori portatili).

10.3 GESTIONE DELLE EMERGENZE

Dal punto di vista operativo saranno previste ed attuate specifiche procedure per la gestione delle diverse tipologie di emergenze. Tali procedure saranno definite in dettaglio preliminarmente allo svolgimento delle attività.

I mezzi navali impiegati saranno inoltre dotati di Piani di Emergenza (Shipboard Oil Pollution Emergency Plan - SOPEP), secondo quanto richiesto dalle norme vigenti (MARPOL) e dai regolamenti nazionali ed internazionali applicabili.

FDR/AGV/LV/CSM/PAR:ip

RIFERIMENTI

Energy Information Administration (EIA), 2014, “International Energy Outlook 2014”, tratto da sito web: www.eia.gov, consultato a Novembre 2014.

ISPRA, 2012, “Rapporto Tecnico - Valutazione e Mitigazione dell’Impatto Acustico dovuto alle Prospezioni Geofisiche nei Mari Italiani”.

ISPRA, non datato, “Linee Guida per lo Studio e la Regolamentazione del Rumore di Origine Antropica Introdotto in Mare e nelle Acque Interne”.

Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) – Dipartimento per l’Energia – Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche (DGRME), 2013a, “Rapporto Annuale 2014 – Attività 2013”.

Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) – Dipartimento per l’Energia – Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche (DGRME), 2013b, “Il Mare - Supplemento al Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e delle Georisorse - Anno LVII N.2 - 28 Febbraio 2013”.

OGP (International Association of Oil & Gas Producers), 2011, “An Overview of Marine Seismic Operations”, Report No. 448.

Unione Petrolifera (UP), 2014, “Relazione Annuale 2014”, tratto da sito web: www.unione petrolifera.it, consultato a Novembre 2014.

U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, 2004 “Geological and Geophysical Exploration for Mineral Resources on the Gulf of Mexico Outer Continental Shelf”.

TGS-NOPEC, 2013a: informazioni su obiettivi e finalità del progetto trasmesse via e-mail in data 19/12/2013.

TGS-NOPEC, 2013b: informazioni e dati di progetto trasmessi via e-mail in data 18/11/2013 e 5/12/2013.

TGS-NOPEC, 2014a: informazioni e dati di progetto trasmessi via mail in data 17/01/2014, 20/01/2014, 21/01/2014; 22/01/2014.

TGS-NOPEC, 2014b: informazioni di progetto fornite in data 21/01/2014.

SITI WEB CONSULTATI

Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) – Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche (DGRME) – Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse (UNMIG): unmig.sviluppoeconomico.gov.it

U.S. Environmental Protection Agency (USEPA): <http://www.epa.gov>

U.S. Geological Survey (USGS) - Woods Hole Coastal and Marine Science Center (WHSC): woodshole.er.usgs.gov

TGS-NOPEC Geophysical Company: www.tgs.com

Bolt Technology Corporation: www.bolt-technology.com