INDICE

1 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO 13

1.1 SETTORE ENERGETICO IN ITALIA 14

1.1.1 Mercato degli idrocarburi - Situazione mondiale 20

1.1.2 Mercato degli idrocarburi - Situazione europea 23

1.1.2.1 Situazione attuale 23

1.1.2.2 Previsioni a lungo termine nel mercato dell'olio e del gas naturale 26

1.1.3 Mercato degli idrocarburi - Situazione italiana 32

1.1.3.1 Quadro energetico nazionale 32

1.1.3.2 Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia 34

1.2 NORMATIVA INTERNAZIONALE DI SETTORE 45

1.2.1 Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare 45

1.2.2 Convenzione di Barcellona 47

1.2.3 Convenzione di Londra 48

1.2.4 Protocollo di Kyoto 50

1.2.5 Norme europee per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas 51

1.3 NORMATIVA NAZIONALE DI SETTORE 53

1.3.1 Piano Energetico Nazionale 53

1.3.2 Conferenza nazionale per energia e l'ambiente 55

1.3.3 Carbon Tax 56

1.3.4 Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici 57

1.3.5 Legge 23 Agosto 2004, n. 239 (Legge Marzano) 58

1.4 RIFERIMENTI - STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE 61

1.4.1 Art. 18 della legge 11 marzo 1988, n. 67 61

1.5 RIFERIMENTI - VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE 61

1.5.1 Direttiva CEE 85/337 61

1.5.2 Legge 22 febbraio 1994, n. 146 62

1.5.3 Direttiva 96/61/CE 63

1.5.4 Direttiva 97/11/CE 63

1.5.5 Legge 15 marzo 1997, n. 59 63

1.5.6 Decreto Legislativo 31 marzo 1998, n. 112 64

1.5.7 Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 7 marzo 2007 64

1.5.8 Decreto Legislativo 3 Aprile 2006 n. 152 (Norme in materia ambientale) 64

1.5.9 D. Lgs. 16 gennaio 2008, n. 4 (Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del d.l. 3 aprile 2006 n. 152) 68

1.6 VERIFICA DELLA COERENZA CON GLI STRUMENTI NORMATIVI VIGENTI 72

1.7 LA POLITICA AMBIENTALE DI EDISON 73

1.7.1 Certificazione ISO 14001 75

1.8 BIBLIOGRAFIA 78

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO 79

2.1 PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI 80

2.1.1 Regio Decreto 29 Luglio 1927 - n. 1443 81

2.1.2 Decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959 - n. 128 82
2.1.3 Decreto Presidente Repubblica, 24 Maggio 1979 - n. 886 83
2.1.3.1 Titolo I "Generalità" 84
2.1.3.2 Titolo III "Sicurezza nelle Operazioni di Perforazione" 84
2.1.3.3 Titolo IV "Sicurezza degli impianti di produzione e delle condotte di trasporto degli idrocarburi" 85
2.1.4 Decreto Legislativo 25 Novembre 1996 - n. 624 85
2.1.5 Autorizzazioni delle autorità minerarie competenti per l'esecuzione dei lavori 86
2.1.6 Sistema di Gestione Integrato 87
2.2 CARATTERISTICHE DEL CAMPO ROSPO MARE 88
2.2.1 Stato di fatto campo Rospo Mare 88
2.2.2 Stato di fatto piattaforma RSM-B 91
2.2.2.1 Descrizione degli impianti 93
2.2.3 Stato di fatto - stima delle emissioni di inquinanti in atmosfera, della produzione di rumore e vibrazioni, degli scarichi idrici, della produzione dei rifiuti 98
2.2.3.1 Emissioni in atmosfera 98
2.2.3.2 Emissioni liquide 103
2.2.3.3 Produzione rifiuti 104
2.2.3.4 Emissioni sonore 105
2.2.4 Giacimento 105
2.2.4.1 Descrizione del sistema poroso 106
2.2.4.2 Mineralizzazione 111
2.3 OPZIONI DI SVILUPPO DEL PROGETTO 111
2.3.1 Descrizione delle alternative di progetto per la parte perforazione e completamenti 112
2.3.1.1 Opzione 1: Pozzi perforati da nuova piattaforma (RSM-D) 112
2.3.1.2 Opzione 2: Pozzi perforati con tecnica ERD da piattaforma esistente (RSM-B) 113
2.3.1.3 Conclusioni 113
2.4 FINALITÀ ED OBIETTIVI DELL'ALTERNATIVA SELEZIONATA 114
2.4.1 Profili di produzione 115
2.5 DESCRIZIONE E SEQUENZA DELLE ATTIVITÀ IN PROGETTO 116
2.5.1 Dati generali 116
2.5.2 Tempi di realizzazione delle operazioni 117
2.6 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PREPARAZIONE DELLA PIATTAFORMA RSM-B ALLA PERFORAZIONE 117
2.6.1 Adeguamento della sottostruttura 118
2.6.2 Adeguamento della sovrastruttura 120
2.6.2.1 Predisposizione impianti di produzione 122
2.6.2.2 Attività meccaniche 122
2.6.3 Fase di adeguamento - stima delle emissioni di inquinanti in atmosfera, della produzione di rumore e vibrazioni, degli scarichi idrici, della produzione dei rifiuti 125
2.6.3.1 Emissioni in atmosfera 125
2.6.3.2 Produzione di rifiuti 126
2.6.3.3 Emissioni liquide 126
2.6.3.4 Emissioni sonore 127
2.7 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE 127
2.7.1 Cenni sulle tecniche di perforazione 127
2.7.1.1 Rivestimento del pozzo 128
2.7.1.2 Cementazione delle colonne 130
2.7.2 Caratteristiche dell'impianto di perforazione e suo posizionamento sul sito di perforazione 131
2.7.2.1 Scafo 133
2.7.2.2 Modulo alloggi 135
2.7.2.3 Impianto di perforazione 135

2.7.2.4 Sistema di illuminazione 144
2.7.3 Programma di perforazione - Piattaforma Rospo Mare B pozzi infilling 145
2.7.3.1 Programma di perforazione direzionata 145
2.7.3.2 Programma fango 147
2.7.4 Completamento pozzo....149
2.7.4.1 Operazione di completamento dei pozzi 150
2.7.5 Fase di perforazione - Stima della produzione dei rifiuti, delle emissioni di inquinanti in atmosfera, della produzione di rumore e vibrazioni 153
2.7.5.1 Emissioni in atmosfera....153
2.7.5.2 Emissioni sonore....154
2.7.5.3 Produzione di rifiuti 155
2.7.5.4 Emissioni liquide 158
2.7.6 Mezzi navali di supporto alle operazioni....159
2.7.7 Tempi di realizzazione....160

2.8 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI RIPRISTINO PIATTAFORMA RSM-B....161
2.8.1 Fase di ripristino - stima delle emissioni di inquinanti in atmosfera, della produzione di rumore e vibrazioni, degli scarichi idrici, della produzione dei rifiuti 161
2.8.1.1 Emissioni in atmosfera....161
2.8.1.2 Emissioni liquide 162
2.8.1.3 Produzione di rifiuti 163
2.8.1.4 Emissioni sonore....163

2.9 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PRODUZIONE 163
2.9.1 Caratteristiche dei fluidi di giacimento 163
2.9.2 Descrizione degli impianti....164
2.9.3 Funzioni di controllo 164
2.9.3.1 Collegamenti strumentali 165
2.9.4 Fase di produzione - Stima degli Scarichi Idrici, della Produzione dei Rifiuti, delle Emissioni di Inquinanti in Atmosfera, della Produzione di Rumore e Vibrazioni 166
2.9.4.1 Emissioni in atmosfera....166
2.9.4.2 Emissioni liquide 167
2.9.4.3 Produzione di rifiuti 167
2.9.4.4 Emissioni sonore....168

2.10 DESCRIZIONE DEI SISTEMI DI TRASPORTO 168
2.10.1 Collegamento tra testa pozzo e FSO 168
2.10.2 Trasporto da FSO a terra 168
2.10.3 Mezzi navali....168
2.10.3.1 Supply Vessels 168
2.10.3.2 Trasporto a terra del greggio estratto....169

2.11 DECOMMISSIONING 170
2.11.1 Chiusura mineraria....170
2.11.2 Decommissioning delle strutture di produzione e delle condotte....172
2.11.3 Attività preliminari....173
2.11.4 Attività di rimozione 174
2.11.4.1 Taglio e rimozione della piattaforma 174
2.11.4.2 Rimozione della sovrastruttura (Deck) 176
2.11.4.3 Rimozione della sottostruttura (Jacket)....176
2.11.4.4 Demolizione sulla banchina 177
2.11.5 Decomissioning condotte 177

2.12 ANALISI DEI RISCHI E PIANO DI EMERGENZA....178
2.12.1 Piano di emergenza generale....179

2.13 CONFRONTO CON LE BAT (BEST AVAILABLE TECHNIQUE) 181

2.14 BIBLIOGRAFIA 184

3 QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE 185

3.1 INQUADRAMENTO GENERALE 185
3.1.1 Ubicazione degli Interventi 185
3.1.2 Regime Giuridico dell'Area di Studio 186
3.1.3 Normativa Vigente 186

3.2 REGIME VINCOLISTICO ED AREE PROTETTE (ZONE MARINE DI TUTELA) 189
3.2.1 Zone di Tutela Biologica 190
3.2.2 Zone di Riposo Biologico 190
3.2.3 Zone Archeologiche Marine 190

3.3 SUOLO E SOTTOSUOLO 191
3.3.1 Inquadramento Generale di area vasta 191
3.3.2 Caratteristiche Morfo-Batimetriche dell'area di interesse a scala di dettaglio 201
3.3.3 Caratteristiche dei Sedimenti dell'area di interesse a scala di dettaglio 204

3.4 METEO-OCEANOGRAFIA 205
3.4.1 Caratterizzazione Meteoclimatica 205
3.4.2 Caratteristiche Meteo-Oceanografiche ed Idrodinamiche dell'Adriatico 212

3.5 AMBIENTE IDRICO MARINO 226
3.5.1 Caratteristiche Fisiche, Chimiche e Biologiche delle Acque Marine dell'Adriatico 226

3.6 VEGETAZIONE, FLORA, FAUNA ED ECOSISTEMI 233
3.6.1 Plancton 233
3.6.2 Fitoplancton 233
3.6.3 Zooplancton 235
3.6.4 Biocenosi Bentoniche 236
3.6.5 Risorse Alieutiche e Ittiofauna 238
3.6.6 Rettili Marini 242
3.6.7 Mammiferi Marini 243
3.6.8 Avifauna 244

3.7 CLIMA ACUSTICO 245
3.7.1 Normativa di riferimento 245
3.7.2 Limiti di riferimento nell'area in esame 245
3.7.3 Sorgenti sonore e ricettori presenti 246
3.7.4 Caratterizzazione acustica dello stato attuale 246
3.7.5 Rilievi fonometrici 246
3.7.6 Simulazioni con modello previsionale Soundplan 249

3.8 CONTESTO ECONOMICO 252
3.8.1 Attività di Pesca 252
3.8.2 Traffico Marittimo Commerciale 256

3.9 BIBLIOGRAFIA 262

4 STIMA DEGLI IMPATTI E IDENTIFICAZIONE DELLE MISURE DI MITIGAZIONE 266

4.1 DESCRIZIONE DELLA METODOLOGIA 266
4.1.1 Analisi delle attività di progetto, identificazione dei fattori di perturbazione e calcolo della significatività degli impatti ambientali 271
4.1.2 Componenti ambientali considerate 275

4.2 STIMA DELLE INTERFERENZE SULLE DIVERSE COMPONENTI AMBIENTALI 276
4.2.1 Matrice di correlazione azioni di progetto - matrici ambientali 276
4.2.2 Criteri per il Contenimento degli Impatti indotti dall'Intervento 278
4.3 ATMOSFERA 278
4.3.1 Studio modellistico 279
4.3.1.1 Metodologia 280
4.3.1.2 Risultati 286
4.3.1.3 Commenti 299
4.4 INTERFERENZE LEGATE A FATTORI DI TIPO FISICO 300
4.4.1 Generazione di Rumore e Vibrazioni 300
4.4.1.1 Preparazione della Piattaforma RSM-B - adeguamento della sottostruttura 301
4.4.1.2 Perforazione dei nuovi pozzi di produzione mediante jack-up 304
4.4.1.3 Produzione 307
4.4.1.4 Propagazione del Suono in Acqua - Considerazioni Generali 307
4.4.2 Incremento della Luminosità Notturna - Presenza dell'impianto di perforazione 309
4.5 AMBIENTE IDRICO MARINO 310
4.5.1 Descrizione e Stima delle Interferenze 311
4.5.1.1 Presenza di Mezzi Navali 311
4.5.1.2 Perturbazione locale del Regime Ondoso e del Regime Correntometrico 312
4.5.1.3 Scarico in Mare 312
4.5.1.4 Movimentazione di Sedimenti 314
4.5.1.5 Rilascio di Metalli in Mare 315
4.5.1.6 Ricaduta sulla superficie marina di inquinanti gassosi derivanti dalle attività in progetto 315
4.6 SUOLO E SOTTOSUOLO 316
4.6.1 Descrizione e Stima delle Interferenze 316
4.6.1.1 Presenza Fisica delle Strutture e Movimentazione di Sedimenti 316
4.6.1.2 Immissione di Sostanza Organica e di Nutrienti nei Sedimenti 317
4.6.1.3 Immissione di Metalli nei Sedimenti 318
4.6.1.4 Effetti di subsidenza/rilievi ortometrici 318
4.6.1.5 Effetti di presenza di radionuclidi naturali "RADON" 319
4.7 VEGETAZIONE, FLORA, FAUNA ED ECOSISTEMI 319
4.7.1 Descrizione delle Possibili Perturbazioni e Stima Generale delle Interferenze 320
4.7.1.1 Presenza Fisica delle Strutture (Impianto di Perforazione e Piattaforma) 320
4.7.1.2 Presenza di Fattori Fisici di Disturbo (Rumore ed Effetto Luminoso) 320
4.7.1.3 Immissione di Metalli in Mare 324
4.7.1.4 Immissione di Nutrienti e Sostanza Organica 325
4.7.1.5 Movimentazione di Sedimenti 325
4.7.1.6 Presenza di Mezzi Navali 326
4.7.2 Stima delle Potenziali Perturbazioni per Gruppi di Specie 326
4.7.2.1 Potenziali Interferenze con le Popolazioni Bentoniche 326
4.7.2.2 Interferenza con le Specie Ittiche e l'Attività di Pesca 327
4.7.2.3 Interferenza con i Mammiferi Marini 328
4.7.2.4 Movimentazione di Sedimenti 329
4.7.3 Misure di Mitigazione 329
4.8 UTILIZZO RISORSE NATURALI 330
4.9 ASPETTI SOCIO ECONOMICI 330
4.9.1 Identificazione degli Impatti per Fase Progettuali e Stima Preliminare dell'Interferenza 330
4.9.2 Descrizione e Stima delle Interferenze 330
4.9.2.1 Temporaneo Aumento del Traffico Navale 331
4.9.2.2 Interazione con la navigazione marittima (Passeggeri e Commerciale) 331
4.9.2.3 Interazione con le attività di pesca 331

4.9.2.4 Produzione di Olio....333
4.9.2.5 Conferimento di Aliquote di Prodotto (Royalties) 333

4.10 MONITORAGGIO DEI PARAMETRI AMBIENTALI 334

4.11 MISURE DI CONTROLLO E DI MITIGAZIONE ADOTTATE 339

4.11.1 Misure di controllo e mitigazione del rischio ambientale in fase di perforazione....339

4.11.2 Misure di controllo e mitigazione del rischio ambientale adottate per l'esercizio del campo produttivo Rospo Mare....341

4.11.2.1 Operazioni di allibo 342
4.11.2.2 Spargimenti di liquidi (olio greggio, olio lubrificante, prodotti chimici, etc.)....342
4.11.2.3 Aspetti sismici, rotture accidentali degli oleodotti, perdite dagli oleodotti ed altri eventi dannosi....342
4.11.2.4 Incendio di parti di impianto 343

4.12 CONCLUSIONI 343

4.13 BIBLIOGRAFIA 344

ELENCO ALLEGATI

	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO	**Scala**
RSB-B-HSE-DW-80002-B01	*Inquadramento del Sito*	1:100.000
	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	
RSB-B-HSE-DW-80003-B01	*Stato di fatto - Planimetria delle installazioni del campo Rospo Mare*	-
RSB-B-HSE-DW-80004-B01	*Stato di fatto - RSMB prospetti*	1:250
RSB-B-HSE-DW-80005-B01	*Stato di fatto - RSMB planimetrie*	1:250
RSB-B-HSE-DW-80006-B01	*Preparazione RSMB*	1:250
RSB-B-HSE-DW-80007-B01	*Fase di perforazione - planimetria*	1:250
RSB-B-HSE-DW-80008-B01	*Fase di perforazione - prospetto*	1:250
	QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE	
RSB-B-HSE-DW-80009-B01	*Carta Batimetrica*	1:500.000
RSB-B-HSE-DW-80010-B01	*Carta degli Spessori dei Sedimenti Plio-Quaternari*	1:500.000
RSB-B-HSE-DW-80011-B01	*Inquadramento geologico strutturale*	1:500.000
RSB-B-HSE-DW-80012-B01	*Carta delle Biocenosi del Mar Adriatico*	1:500.000
RSB-B-HSE-DW-80013-B01	*Sintesi non Tecnica*	-
RSB-B-HSE-RP-80014-B01	*Caratterizzazione dell'ambiente marino circostante la piattaforma RSM-B*	-

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.1 – Evoluzione del fabbisogno energetico per fonte (Sviluppo Economico ,Scenario al 2020)..... 15
Figura 1.2 – Contributo percentuale delle varie fonti energetiche alla copertura del fabbisogno: dati storici e previsioni (Sviluppo Economico, Scenario al 2020)..... 16
Figura 1.3 – Contributo dei vari settori ai consumi finali: dati storici e previsioni. (Sviluppo Economico, Scenario al 2020)..... 18
Figura 1.4 – Consumo mondiale di energia dal 2005 al 2003 (EIA 2008) (1 BTU = 1,055 kJ)..... 20
Figura 1.5 – Consumo mondiale di energia prodotta da combustibili fossili dal 1980 al 2003 (EIA 2008) (1 BTU = 1,055 kJ)..... 21
Figura 1.6 – Produzione mondiale di combustibili liquidi dal 2005 al 2030 (EIA 2008) (1 BTU = 1,055 kJ)... 21
Figura 1.7 – Produzione mondiale di gas naturale dal 2005 al 2030 (EIA 2008) (1 trillion cubic feet = 28.316.846.592 m3)..... 22
Figura 1.8 – Analisi delle fonti di approvvigionamento estere di EU27 (Eurogas, 2007a)..... 24
Figura 1.9 – Richiesta di energia di primaria alle varie fonti energetiche, nel periodo 1990÷2030 (EET, 2030)..... 26
Figura 1.10 – Produzione europea di combustibili fossili nel periodo 1990÷2030 (EU 27 to 2030)..... 27
Figura 1.11 – Dipendenza dell'Europa dalle importazioni di idrocarburi fossili, nel periodo 1990÷2030 (EU27 to 2030)..... 28
Figura 1.12 – Crescita del mercato del gas nel periodo 2005÷2030 (Eurogas, 2007a)..... 29
Figura 1.13 – Domanda del gas naturale nei diversi settori d'impiego, nel periodo 2005÷2030 (Eurogas, 2007a)..... 30
Figura 1.14 – Offerta di gas naturale, nel periodo 2005÷2030 (Eurogas, 2007a)..... 30
Figura 1.15 – Importazione del gas naturale in Europa dall'estero, nel periodo 2005÷2030 (Eurogas, 2007a)..... 31
Figura 1.16 – Produzione di gas negli anni 1987-2007 (UNMIG, 2008)..... 34
Figura 1.17 – Produzione di gas per Regione/Zona Marina, nel 2007 (UNMIG, 2008)..... 36
Figura 1.18 – Produzione di petrolio negli anni 1987-2007 (UNMIG, 2008)..... 36
Figura 1.19 – Produzione di olio per Regione/Zona Marina, nel 2007 (UNMIG, 2008)..... 37
Figura 1.20 – Numero di permessi di ricerca negli anni 1987-2007 (UNMIG, 2008)..... 39
Figura 1.21 – Numero di concessioni di coltivazione negli anni 1987-2007 (UNMIG, 2008)..... 39
Figura 1.22 – Ritrovamenti nell'esplorazione negli anni 2000-2007 (UNMIG, 2008)..... 40
Figura 1.23 – Riserve recuperabili di gas per Regione/Zona Marina al 31-12-2007 (UNMIG ,2008)..... 42
Figura 1.24 – Riserve recuperabili di olio per Regione/Zona Marina al 31-12-2007 (UNMIG ,2008)..... 43
Figura 1.25 – Localizzazione della Zona Marina B (UNMIG, 2008)..... 44
Figura 2.1 – A: Carta Indice della concessione B.C8.LF; B: Localizzazione campo Rospo Mare..... 79
Figura 2.2 – Schema profili pozzi verticali, deviati e orizzontali..... 89
Figura 2.3 – Configurazione impianti esistenti Campo Rospo Mare..... 90
Figura 2.4 – Stato di fatto vista Sud (A) e vista Est (B) sovrastruttura della Piattaforma Rospo Mare B..... 92

Figura 2.5 – Piattaforma RSM-B – stato di fatto. 93
Figura 2.6 – Zonizzazione verticale del giacimento 109
Figura 2.7 – Posizione ipotetica nuova piattaforma RSM-D e profilo pozzi RSM228, RSM229, RSM230 da piattaforma esistente RSM-B 113
Figura 2.8 – Posizione guide per tubi (A) e strutture di sostegno che verranno installate a quota + 4,00 (B); -22,00 (C); +56,00(D). 119
Figura 2.9 – Interferenza fra RSM-B e jack-up 121
Figura 2.10 – A: Deck preparato per la perforazione; B: stato di fatto lato RSM B da modificare. 122
Figura 2.11 – Scalpello tricono 128
Figura 2.12 – Profilo tubaggio pozzi 130
Figura 2.13 – Jack-up 132
Figura 2.14 – Jack-up Drilling Unit posizionato presso una piattaforma. 133
Figura 2.15 – Planimetria Impianto Jack-Up Drilling Unit (Piano Principale). 134
Figura 2.16 – Planimetria Impianto Jack-Up Drilling Unit (Piano Motori, Pompe, Vasche). 135
Figura 2.17 – Asta di Perforazione 137
Figura 2.18 – A: Top Drive montata sulla torre; B: Particolare del Top Drive System 137
Figura 2.19 – Pompa Fango e vibrovagli 138
Figura 2.20 – Scalpello e Fango di Perforazione 141
Figura 2.21 – Blowout Preventers 143
Figura 2.22 – Esempio di Sistema di Illuminazione - Vista Laterale dello Starboard 144
Figura 2.23 – Esempio di Sistema di Illuminazione - Vista Laterale del Port 145
Figura 2.24 – Profilo di deviazione pozzo RSM229. 146
Figura 2.25 – Schema Esemplificativo di String di Completamento 151
Figura 2.26 – Schema semplificato di Christmas Tree 152
Figura 2.27 – Separatore Liquidi di Sentina 157
Figura 2.28 – Schema impianto trattamento liquami civili 159
Figura 2.29 – Schema chiusura pozzo. 172
Figura 2.30 – Sollevamento di un Deck 175
Figura 2.31 – Sollevamento completo di un Jacket 175
Figura 3.2 – Batimetria e zonizzazione del Mare Adriatico (Artegiani et al., 1997a) 193
Figura 3.3 – Distribuzione areale delle diverse granulometrie dei sedimenti superficiali nel bacino dell'Adriatico settentrionale e centrale (Brambati et al., 1973). 195
Figura 3.4 – Distribuzione delle province sedimentarie in Adriatico (Pigorini, 1968). 197
Figura 3.5 – Distribuzione (provenienza e dispersione) dei sedimenti pelitici lungo il Bacino Adriatico (Tomadin, 2000). 200
Figura 3.6 – Caratteristiche morfo-batimetriche di dettaglio dell'Adriatico centrale (Trincardi et al., 2004, modificato) 202

Figura 3.7 – Temperature Massime 1991-2001 Vasto 206
Figura 3.8 – Temperature Minime 1991-2001 Vasto 207
Figura 3.9 – Temperature Medie 1991-2001 Vasto 207
Figura 3.10 – Andamento precipitazioni 1991-2001 Vasto 209
Figura 3.11 – Quantità annua precipitazioni 1991-2001 Vasto 209
Figura 3.12 – Campo di vento a 10 m sul livello del mare [m/s] durante l'evento di Bora del 14/11/2004 (Janekovic e Tudor., 2005) 211
Figura 3.13 – Misurazioni del vento a Palagruža il 1 novembre 2003, in corrispondenza di un forte evento di scirocco (riquadro) (Vukicevic et al., 2005, modificato). La linea blu continua rappresenta la velocità massima oraria, la linea rosa continua la velocità media oraria (m/s) e la linea tratteggiata la direzione del vento (gradi). 212
Figura 3.14 – Schema della circolazione termoalina del Mare Adriatico (modificato da Cushman-Roisin et al., 2001). 214
Figura 3.15 – Linee cotidali e nodo anfidromico dell'onda della marea semidiurna nell'Adriatico (Regione Marche e Università degli Studi di Ancona, 2005) 217
Figura 3.16 – Rosa dei Venti-Ortona 2000-2007 218
Figura 3.17 – Frequenze venti Agosto 1989-Luglio1990 223
Figura 3.18 – Frequenze venti Agosto 1990-Luglio1991 223
Figura 3.19 – Frequenze venti Agosto 1991-Luglio1992 224
Figura 3.20 – Temperatura dell'Acqua – Ortona 2005-2006 225
Figura 3.21 – Profili verticali stagionali di a) Temperatura (°C) e b) Salinità (psu) nell'Adriatico centrale (Zavatarelli et al., 1997) 227
Figura 3.22 – Profili verticali stagionali di a) Ossigeno disciolto (mg/l), b) Saturazione di ossigeno (AOU, ml/l), c) Nitrati (µg/l), d) Fosfati (µg/l), e) Silicati (µg/l) e f) Clorofilla-a (µg/l) nell'Adriatico centrale (Zavatarelli et al., 1997) 229
Figura 3.23 – Condizioni trofiche in Adriatico (UNEP/FAO/WHO, 1996). 232
Figura 3.24 – Comunità Fitoplanctonica nelle stazioni di Ortona e Vasto 235
Figura 3.25 – Comunità Zooplanctonica nelle stazioni di Ortona e Vasto 236
Figura 3.26 – Mappe isofoniche dello stato di fatto 251
Figura 3.27 – Traffico merci per regione e tipo di carico - Anni 2002-2004 (composizione percentuale) (ISTAT, 2007). 261
Figura 4.1 – Sorgenti durante le fasi di progetto 283
Figura 4.2 – Diffusione SO_2 in calma di vento – stato di fatto 2008 288
Figura 4.3 – Diffusione SO_2 con vento – stato di fatto 2008 289
Figura 4.4 – Diffusione SO_2 in calma di vento –fase di preparazione RSM-B - 2010 290
Figura 4.5 – Diffusione SO_2 con vento –fase di preparazione RSM-B - 2010 291
Figura 4.6 – Diffusione SO_2 in calma di vento –fase di perforazione - 2010 292

Figura 4.7 – Diffusione SO_2 con vento –fase di perforazione - 2010 294
Figura 4.8 – Diffusione SO_2 in calma di vento –fase di produzione- 2011 295
Figura 4.9 – Diffusione SO_2 con vento –fase di produzione- 2011 296
Figura 4.10 – Diffusione SO_2 in calma di vento – fase di produzione- 2014 297
Figura 4.11 – Diffusione SO_2 con vento – fase di produzione- 2014 298
Figura 4.12 – Mappe isofoniche per la fase di battitura dei conductor pipes 303
Figura 4.13 – Mappe isofoniche per la fase di perforazione 306
Figura 4.14 – Possibili Percorsi di Propagazione del Rumore (J. Nedwell et al., 2003) 308

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 2.1 – Classificazione delle attività estrattive 82
Tabella 2.2 – Coordinate facilities campo Rospo Mare (Sistema di Riferimento Roma 40) 90
Tabella 2.3 – Punti di emissione esistenti piattaforma RSM-B. 98
Tabella 2.4 – Caratteristiche emissione caldaie FA101A e FA101B. 100
Tabella 2.5 – Caratteristiche gas di alimentazione torcia (data campionamento 21/12/2007) 101
Tabella 2.6 – Produzione di olio e gas associato. 102
Tabella 2.7 – Dati identificativi del titolo minerario interessato. 115
Tabella 2.8 – Profili di produzione 115
Tabella 2.9 – Riserve residue 116
Tabella 2.10 – Tempistica realizzativa del progetto 117
Tabella 2.11 – Fattori di emissioni per supply vessel 126
Tabella 2.12 – Possibili additivi dei fanghi di perforazione 140
Tabella 2.13 – Profondità fasi di perfezione (scalpelli) e colonne. 146
Tabella 2.14 – Tipologie dei fanghi di perforazione 147
Tabella 2.15 – Stima preliminare dei volumi di fanghi da produrre. 148
Tabella 2.16 – Composizione indicativa di ciascuna tipologia di fango prevista. 148
Tabella 2.17– Caratteristiche di emissione dei generatori di potenza 154
Tabella 2.18 – Tipologia e stima dei rifiuti prodotti 156
Tabella 2.19 – Quantitativi di fango esausto e detriti che si prevede di produrre per pozzo. 158
Tabella 2.20 – Stima tempi perforazione e completamento - RSM-B (in giorni). 161
Tabella 2.21 – Fattori di emissioni per supply vessel 162
Tabella 2.22 – Caratteristiche giacimento e fluido. 163
Tabella 2.23 – Gas associato atteso (GOR=2). 166
Tabella 2.24 – Caratteristiche emissioni mezzi navali. 170
Tabella 3.1 – Riferimenti Geografici delle piattaforme, della nave di stoccaggio e della boa di caricamento. 185

Tabella 3.2 – Riferimenti Geografici Stazione di Vasto 205
Tabella 3.3 – Dati pluviometrici 1991-2001 Vasto 208
Tabella 3.4 – Riferimenti geografici stazione di Ortona 218
Tabella 3.5 – Rilievi anemometrici agosto 1989- luglio1990 220
Tabella 3.6 – Rilievi anemometrici agosto 1990- luglio1991 221
Tabella 3.7 – Rilievi anemometrici agosto 1991- luglio1992 222
Tabella 3.8 – Fitoplancton rilevato nei monitoraggi 2005/2006 234
Tabella 3.9 – Zooplancton rilevato nei monitoraggi 2005/2006 235
Tabella 3.10 – Dati Pescato (Fonte: www.faoadriamed.org/italy) 240
Tabella 3.11 – Produzione per specie e litorale (in tonnellate), anno 2006 (fonte: www.istat.it). 241
Tabella 3.12 – Produzione per specie e litorale (in tonnellate), anno 2006 (fonte: www.istat.it). 242
Tabella 3.13 – Risultati dei rilievi fonometrici 247
Tabella 3.14 – Livelli stimati sui ricettori 250
Tabella 3.15 – Dati SISP Medio Adriatico 253
Tabella 3.16 – Produzione complessiva della pesca marittima e lagunare per gruppo di specie, regione e litorale - Anno 2006 (in quintali, tra parentesi è riportata la % sul totale regionale). 255
Tabella 3.17 – Numero di battelli ed equipaggio della flotta peschereccia delle regioni Abruzzo e Molise, dicembre 2006 (ISMEA, 2007, modificato) 256
Tabella 3.18 – Produzione per sistema di pesca e regioni - Anno 2006 (in tonnellate) 256
Tabella 3.19 – Movimento merci per regioni[(a)] - Anni 2002-2004 (migliaia di tonnellate) (ISTAT, 2007, modificato) 258
Tabella 3.20 – Merce imbarcata in navigazione di cabotaggio per Regione di origine e destinazione - Anno 2006 (migliaia di tonnellate) (ISTAT, 2007, modificato). 259
Tabella 4.1 – Calcolo del parametro di significatività (PSA) 267
Tabella 4.2 – Valutazione pametro P/F 268
Tabella 4.3 – Valutazione pametro IR 268
Tabella 4.4 – Valutazione pametro L 268
Tabella 4.5 – Valutazione pametro IS 269
Tabella 4.6 – Valutazione pametro IE 270
Tabella 4.7 – Valutazione pametro IG 270
Tabella 4.8 – Giudizio associato al parametro di significatività (PSA) 270
Tabella 4.9 – Aspetti ed impatti ambientali e relativa valutazione 273
Tabella 4.10 – Matrice di correlazione azioni di progetto - matrici ambientali 277
Tabella 4.11 – Scenari di simulazione 282
Tabella 4.12 – Fattori di emissione per supply vessel 283
Tabella 4.13 – Fattori di emissione per jack up – motore 12-645-E8 284
Tabella 4.14 – Fattori di emissione per jack up – motore 16-645-E8 284

Tabella 4.15 – Fattori di emissione per torcia 284
Tabella 4.16 – Fattori di emissione per torcia 284
Tabella 4.17 – Previsione produzione totale del campo RSM 285
Tabella 4.18 – Fattori di emissione per caldaie FA 101 A – FB 101 B 285
Tabella 4.19 – Operatività delle sorgenti 286
Tabella 4.20 – Risultati delle simulazioni 287
Tabella 4.21 – Livelli stimati sui ricettori 302
Tabella 4.22 – Livelli stimati sui ricettori 305
Tabella 4.23 – Livelli di rumore dalla battitura di pali di fondazione per diverse energie di battitura 309
Tabella 4.24 – Programma di attuazione relativo al progetto "SIA" attività di perforazione - RSM-B 336

1 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

Il presente capitolo costituisce il Quadro di Riferimento Programmatico dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) riguardante l'ottimizzazione dello sviluppo del giacimento Rospo Mare nella Zona 1, Zona 2, Zona 3 dell'area "D" del Campo, ubicato nel Mare Adriatico, a circa 20 km a Nord di Termoli e 70 km a Sud-Est di Pescara sulla costa abruzzese in un'area caratterizzata da una profondità media del fondale di 80 m (ved. Allegato n. RSB-B-HSE-DW-80002-B01).

Nel dettaglio il progetto prevede la perforazione di 3+1 pozzi dalla piattaforma esistente "Rospo Mare B".

Lo Studio diImpatto Ambientale (SIA) è sviluppato ai sensi del *D. Lgs. 16 gennaio 2008, n.4 - "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del D.Lgs.3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale"*, che sostituisce completamente la *Parte II del D.Lgs. 152/2006 - "Procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC)".*

In particolare lo Studio di Impatto Ambientale, è predisposto, secondo le indicazioni di cui all'allegato VII del *D.Lgs. 4/2008.* Secondo quanto previsto dal D.P.C.M. 27 dicembre 1988, lo Studio di Impatto Ambientale si articola in tre "quadri":

- Quadro di Riferimento Programmatico
- Quadro di Riferimento Progettuale
- Quadro di Riferimento Ambientale.

Il *Quadro di Riferimento Programmatico*, sviluppato ai sensi dell'Allegato IV/B del D.P.R. n. 526 del 18 Aprile 1994, ha lo scopo di fornire indicazioni sulle motivazioni dell'opera e sulle possibili interazioni tra l'intervento proposto e gli obiettivi degli strumenti normativi e di pianificazione vigenti evidenziando, inoltre, eventuali rapporti di coerenza tra il progetto stesso e l'attuale situazione energetica italiana.

In particolare, il presente capitolo è così strutturato:

- Paragrafo 1.1: Settore energetico in Italia;
- Paragrafo 1.2: Normativa internazionale di settore;
- Paragrafo 1.3: Normativa nazionale di settore;
- Paragrafo 1.4: Riferimenti – Studio di impatto ambientale;
- Paragrafo 1.5: Riferimenti – Valutazione di impatto ambientale;
- Paragrafo 1.6: Verifica della coerenza con gli strumenti normativi vigenti;
- Paragrafo 1.7: Politica Ambientale di Edison;
- Paragrafo 1.8: Bibliografia.

1.1 Settore energetico in Italia

In Italia, la valorizzazione delle risorse interne di idrocarburi è stata e continua a rappresentare un obiettivo centrale nell'ambito della politica energetica, in seguito alla "storica" dipendenza del nostro Paese dalle importazioni di petrolio e di gas naturale.

In particolare, da un punto di vista programmatico, l'importanza strategica del contributo delle fonti energetiche nazionali alla copertura dei consumi è stata ribadita nel Documento conclusivo della Conferenza Nazionale Energia e Ambiente (Roma, Novembre 1998) che ha implicitamente riproposto una delle principali linee programmatiche indicate dal P.E.N. (Piano Energetico Nazionale) del 1988.

I giacimenti italiani (in mare ed in terraferma) forniscono un contributo non trascurabile al bilancio energetico nazionale: la produzione interna copre poco meno del 6% del consumo di petrolio e circa il 12% consumo di gas naturale.

I dati relativi al 2007 mostrano una produzione di olio e gas attestata su valori simili a quelli registrati nell'anno precedente. Si registra quindi uno stato di sofferenza dovuto al progressivo esaurimento dei vecchi giacimenti nazionali di idrocarburi gassosi.

Infatti, da molti anni, il declino della produzione di gas naturale in mare (che costituisce la quota principale della produzione nazionale) non è compensato dai nuovi ritrovamenti messi in produzione, mentre lo sviluppo di grossi giacimenti di petrolio già scoperti da tempo in Basilicata avviene con lentezza, compensando appena il declino degli altri vecchi giacimenti di olio, il che lascia la produzione nazionale attestata fra i 5 ed i 6 Mtoe/a. In particolare nel 2007 si è registrata una produzione di 5,6 Mtoe, con un incremento dell'1,6% rispetto all'anno precedente.

A fronte della diminuzione di produzione nazionale, la domanda di gas naturale è invece cresciuta con un trend significativo comportando un costante incremento della dipendenza dalle importazioni.

Secondo i dati riportati nei bilanci energetici nazionali del Ministero dello Sviluppo Economico, i consumi di gas sono passati dai 47,3 miliardi di m^3 del 1990 (quota pari al 24% della domanda complessiva di fonti primarie) a 84,9 miliardi di Sm^3 del 2007 (quota di circa il 36%).

I dati e le informazioni riportate di seguito che riflettono lo scenario energetico italiano sono stati desunti dallo *"Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020"*, emesso nel Maggio 2005 dal Ministero dello Sviluppo Economico - Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie (Sviluppo Economico, Scenario 2020).

L'evoluzione del fabbisogno energetico nazionale presenta una crescita media annua del 1,38% tra il 2005 ed il 2020, confrontata con la crescita media annua dell'1,23% avutasi negli anni 1991-

2004, come mostrato dalla Tabella 1.1, e ancor più marcatamente dall'andamento dell'intero periodo nella Figura 1.1.

Tabella 1.1 – Share del fabbisogno in Mtep (Sviluppo Economico ,Scenario al 2020)

	1991	2000	2004	2010	2015	2020
Solidi	14,3	12,9	17,1	15,9	15,1	14,1
Gas naturale	41,4	58,4	66,2	77,1	87,2	98,2
Petrolio	91,8	91,3	88,0	84,1	86,9	90,4
Rinnovabili	11,5	12,9	14,1	18,1	20,6	24,1
Import energia elettrica	7,7	9,8	10,0	16,8	16,8	16,8
Totale fabbisogno	166,7	185,2	195,5	212,0	226,5	243,6

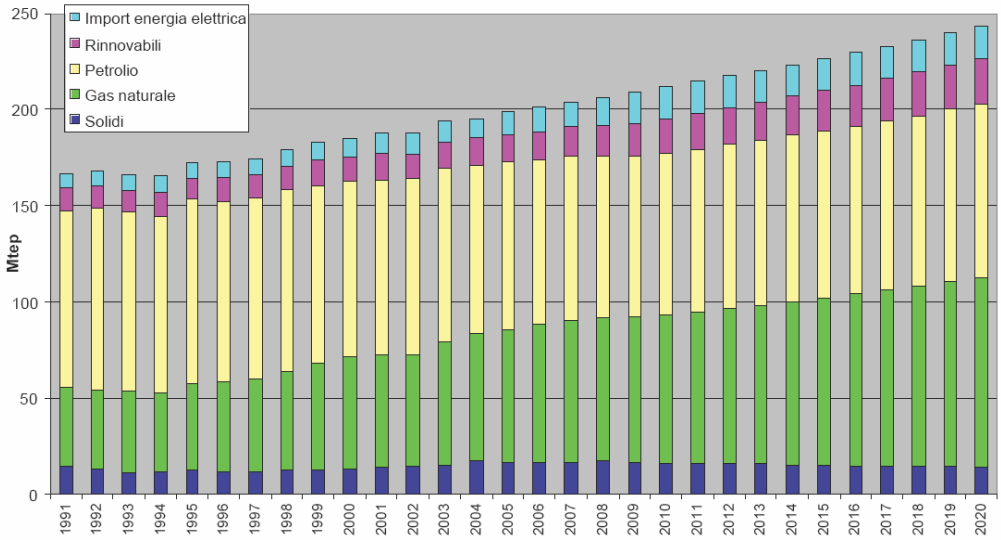


Figura 1.1 – Evoluzione del fabbisogno energetico per fonte (Sviluppo Economico ,Scenario al 2020)

Il *fabbisogno* energetico passa così dai 195,5 Mtep nel 2004 a 243,6 Mtep nel 2020, passando per 212 Mtep nel 2010.

L'intensità energetica continua a diminuire a ritmi analoghi a quelli avuti dopo la metà degli anni '80 dopo la significativa riduzione avuta grazie alle politiche di efficienza energetica avviate nella seconda metà degli anni '70. La crescita del fabbisogno, infatti, con una crescita del PIL dell'1,65% medio annuo, cresce dal 2005 al 2020 ad un ritmo dell'1,38%, laddove, nel periodo 1991 – 2004, con un PIL in crescita dell'1,4%, il fabbisogno è cresciuto con un tasso medio annuo dell'1,23%.

Per quel che riguarda la copertura del fabbisogno, si osserva quanto segue:

- un significativo aumento del gas naturale, che passa da 66,21 Mtep nel 2004, a 77,1 Mtep nel 2010 e 98,2 Mtep nel 2020, con un incremento percentuale a fine periodo del 48%;

- il petrolio mostra una iniziale leggera diminuzione fino al 2010 (da 88,0 Mtep a 84,1 Mtep) dovuta al sempre minore impiego nel termoelettrico, seguita da una crescita fino al 2020 (90,4 Mtep) dovuta al suo impiego pressoché esclusivo nei trasporti;
- l'impiego di combustibili solidi è in leggera diminuzione (da 17,1 Mtep nel 2004, a 15,9 Mtep nel 2010 per poi diminuire a 14,1 Mtep nel 2020), in quanto l'uso crescente del carbone nel termoelettrico è compensato sia dalla diminuzione degli "altri combustibili" solidi nello stesso termoelettrico, che dalla diminuzione dell'impiego del carbone nel settore industriale;
- l'impiego delle fonti rinnovabili è in continuo aumento, passando da 14,1 Mtep nel 2004 ai 18,1 Mtep nel 2010 fino a giungere a 24,1 Mtep nel 2020, con un incremento percentuale a fine periodo di quasi il 74%. Il loro impiego per la produzione di energia elettrica ammonta all'87% del totale per il 2004, all'84% nel 2010 ed al 77% nel 2020.

In Figura 1.2 è mostrato il contributo percentuale delle varie fonti energetiche alla copertura del fabbisogno. Il dato più significativo che emerge è il lento ma continuo declino del petrolio a vantaggio del gas, che a partire dal 2015 diventa la principale fonte energetica, coprendo nel 2020 oltre il 40% dell'intero fabbisogno, seguito dal petrolio (37,1%) e dalle fonti rinnovabili (circa 10%).

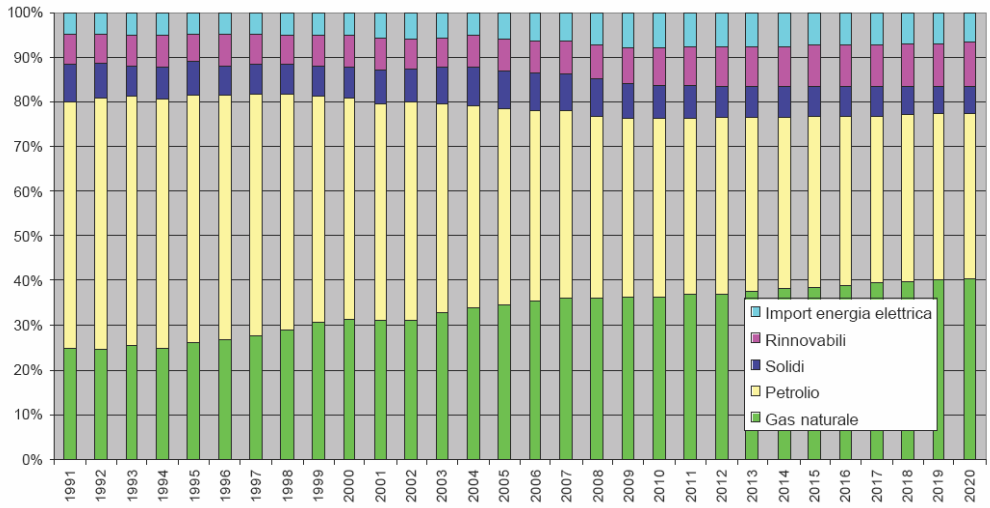


Figura 1.2 – Contributo percentuale delle varie fonti energetiche alla copertura del fabbisogno: dati storici e previsioni (Sviluppo Economico, Scenario al 2020)

L'osservazione che il fabbisogno del sistema energetico nazionale continua a venire soddisfatto per larga misura dai combustibili fossili (83% nel 2010 e nel 2020, contro l'88% nel 2004), fa porre il problema della valutazione della dipendenza energetica del Paese, anche in considerazione del sempre crescente impiego del gas naturale. A questo fine, si valuta che la produzione nazionale di petrolio possa, seppur lentamente, aumentare dagli attuali circa 5,5 Mtep/anno a poco più di 6

Mtep/anno nel 2020, mentre quella di gas naturale continui nel suo inesorabile declino, dagli attuali circa 11 Mtep/anno a meno di 9 Mtep/anno nel 2020. Con queste premesse aumenta, ovviamente, la dipendenza energetica dall'estero per il gas naturale (da circa l'84% al 91% nel 2020), mentre per il petrolio si assesta intorno al 93%.

Ciò nonostante, il maggior ricorso alle fonti rinnovabili consente di non incrementare ulteriormente gli attuali livelli di dipendenza energetica complessiva, già così elevati (circa l'84%).

Il *consumo* finale cresce da 143,4 Mtep nel 2004 a 157,7 nel 2010, fino a 184 Mtep nel 2020.

E' interessante notare che, mentre per il periodo 1991 – 2004 il tasso medio di crescita del fabbisogno è stato analogo a quello del consumo finale (1,23% medio annuo), le previsioni al 2020 ci danno un tasso medio di crescita del consumo pari all'1,57% medio annuo al quale corrisponde una crescita del fabbisogno più contenuta, pari a solo 1,38%. Ciò riflette un certo miglioramento dell'efficienza energetica complessiva del Paese, che, in termini di percentuale dei consumi sul fabbisogno, passa dal 73,3% nel 2004 (valore pressoché costante dal 1991) al 74,4% nel 2010 e 75,5% nel 2020. Si ritiene che la causa principale di questo comportamento "virtuoso" risalga al previsto crescente impiego delle centrali a ciclo combinato a gas nel parco termoelettrico.

Tabella 1.2 – Consumi per fonte in Mtep (Sviluppo Economico, Scenario al 2020)

	1991	2000	2004	2010	2015	2020
Solidi	5,4	4,2	4,2	3,1	2,3	1,4
Gas naturale	33,4	38,9	42,3	48,4	53,3	58,3
Petrolio	63,9	66,1	70,0	73,9	77,7	82,5
Rinnovabili	0,8	1,5	1,7	2,9	4,0	5,4
Energia elettrica	18,9	23,5	25,2	29,5	33,0	36,6
Totale consumi	122,3	134,2	143,4	157,7	170,2	184,0

Analizzando in termini percentuali l'evoluzione della domanda di energia per fonte dal 1991 al 2020, si osserva:

- un continuo aumento della richiesta di energia elettrica, che nel 2020 costituisce circa il 20% dell'intera domanda;
- una sempre inferiore richiesta di prodotti petroliferi (dal 53% nel 1991, al 48% nel 2004, al 45% nel 2020), sostenuta solo dai trasporti;
- una continua ma lenta crescita del consumo di gas dal 2004 al 2020 (dal 30% a quasi il 32%), dopo la significativa espansione dei consumi avuta negli ultimi quindici anni;
- un sempre minore impiego di combustibili solidi (1% al 2020);
- un graduale aumento delle rinnovabili, che però al 2020 limitano il loro contributo a solo il 3%.

In merito all'analisi settoriale della domanda in tutti e tre i principali settori i consumi sono in crescita, più contenuta nel caso dell'industria (da 41,4 Mtep nel 2004 a 49,2 Mtep nel 2020, pari ad una crescita del 19%), più significativa nel civile (da 43,3 Mtep a 60,5 Mtep nello stesso periodo, + 40%) e nei trasporti (da 44,4 Mtep a 58,2 Mtep, +31%).

Tabella 1.3 – Consumi per settore in Mtep (Sviluppo Economico ,Scenario al 2020)

	1991	2000	2004	2010	2015	2020
Industria	35,5	39,5	41,4	44,3	46,7	49,2
Trasporti	34,6	41,5	44,4	48,4	52,8	58,2
Civile	38,5	39,7	43,3	49,6	54,9	60,5
Agricoltura	2,9	3,2	3,3	3,8	4,1	4,4
Altro (*)	10,8	10,2	11,0	11,6	11,7	11,7
Totale consumi	122,3	134,2	143,4	157,7	170,2	184,0

(*) Sono inclusi gli usi non energetici e i bunkeraggi.

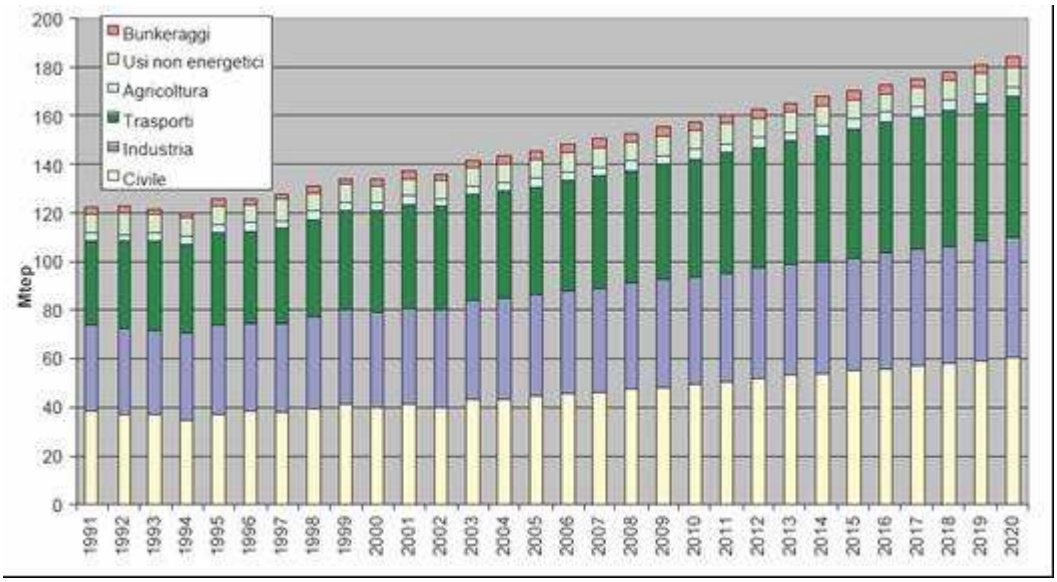


Figura 1.3 – Contributo dei vari settori ai consumi finali: dati storici e previsioni. (Sviluppo Economico, Scenario al 2020)

In termini di percentuale relative, al 2020, i trasporti sono al 31,6% del totale consumi (nel 2004 era il 31%), mentre il civile sale dal 30% al 33% a scapito dell'industria che scende dal 29% al 27%. L'agricoltura rimane ancorata al 2,4%, dal 1991 al 2020.

Per quel che riguarda l'intensità energetica di ciascun settore si osserva che:

- il settore dei trasporti non mostra significativi cambiamenti: rimane circa costante il parco auto, ma aumenta la percorrenza sia delle persone che delle merci;
- l'industria mostra un leggero calo, legato alla diminuzione delle industrie energivore;

- l'agricoltura mostra un leggero incremento, anche se il suo contributo al totale consumi, come si è visto, rimane modesto;
- il settore civile, sia nella sua componente del residenziale che del terziario, mostra un incremento dell'intensità energetica dal 2004 al 2020, legato alla diffusione di alcune tecnologie, come quella del condizionamento d'aria e della catena del freddo. Ciò dopo che per gli ultimi dieci – quindici anni l'intensità energetica è rimasta pressoché costante, per il terziario, o addirittura diminuita, per il residenziale.

In Italia si ritiene che esistano ancora buone possibilità giacimento-logiche e, grazie agli attuali elevati prezzi del petrolio, si osserva un rinnovato interesse per la ricerca petrolifera, testimoniato da molte nuove istanze di ricerca.

In tale quadro, nel quale viene inevitabilmente accentuandosi la valenza strategica di nuovi contributi alla produzione nazionale di petrolio, trova coerente collocazione il progetto relativo allo sviluppo delle Zone 1, 2 e 3 del campo olio Rospo Mare, situato nel Mar Adriatico Centrale.

1.1.1 Mercato degli idrocarburi - Situazione mondiale

Il rapporto dell'*"International Energy Outlook 2008"* (EIA, 2008) prevede, a livello mondiale, un aumento del consumo di energia, dal 2005 al 2030, pari al 50%. L'incremento della domanda totale di energia, nello stesso periodo, nei Paesi non appartenenti all'OECD (*Organisation for Economic Co-operation and Development*) è attesa pari all'85%, a fronte del 19% nei paesi OECD. L'*"International Energy Outlook 2008"* riflette uno scenario in cui legislazione vigente e politiche di mercato rimangono inalterate, sebbene siano previste tali crescite di domanda e consumo di energia.

Il consumo mondiale di energia aumenta da 462 quadrilioni di Btu (487,44 quadrilioni di kJ) nel 2005 a 563 quadrilioni di Btu (594 quadrilioni di kJ) nel 2015, fino a 695 quadrilioni di Btu (733,26 quadrilioni di kJ) nel 2030 (Figura 1.4). La domanda globale di energia è destinata a crescere a dispetto del sostanziale aumento del prezzo di olio minerale; rincaro che si prevede persista per un lungo periodo di tempo.

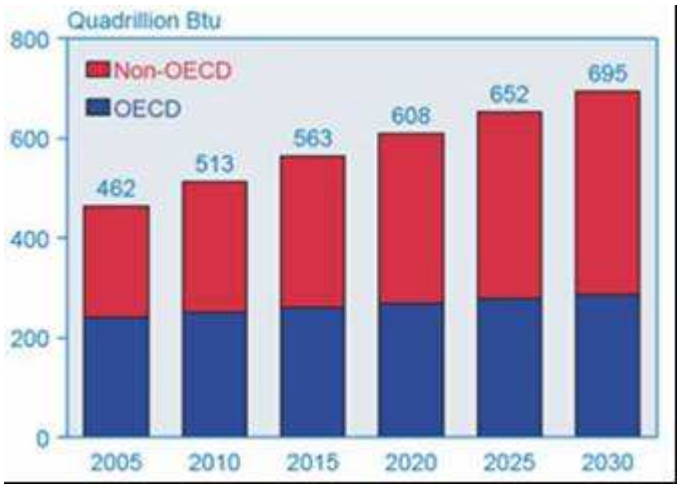


Figura 1.4 – Consumo mondiale di energia dal 2005 al 2003 (EIA 2008) (1 BTU = 1,055 kJ)

L'aumento del consumo di energia nel periodo 2005÷2030 si riflette naturalmente anche sulla quota parte prodotta dalle sorgenti idrocarburiche (Figura 1.5). Si prevede che i combustibili fossili (olio, gas naturale e carbone) continuino ad assicurare la maggior parte della richiesta di energia mondiale. In particolare, il ruolo più importante sarà giocato dai combustibili liquidi, anche se la loro disponibilità è destinata a scendere dal 37% nel 2005 al 33% nel 2030, e il prezzo a rimanere relativamente alto per tutto il periodo indicato.

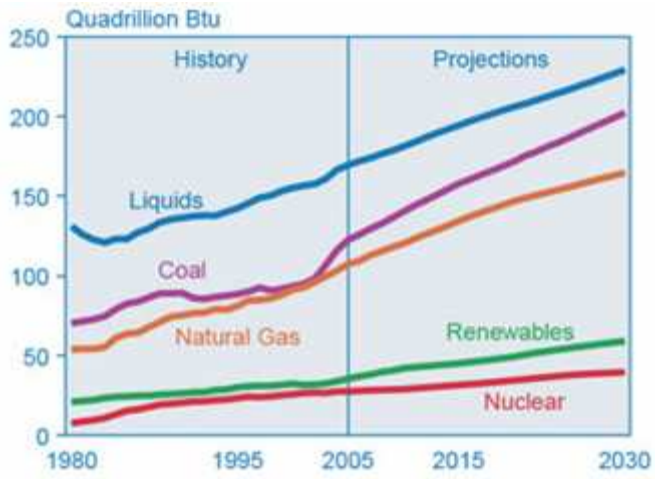


Figura 1.5 – Consumo mondiale di energia prodotta da combustibili fossili dal 1980 al 2003 (EIA 2008) (1 BTU = 1,055 kJ)

L'olio minerale rimane la sorgente principale per la produzione di energia a livello mondiale, soprattutto in relazione alla sua importanza per i settori del trasporto e dell'industria. L'uso dell'olio aumenta da 83,6 milioni di BOE al giorno nel 2005 a 95,7 milioni di BOE al giorno nel 2015, fino a 112,5 milioni di BOE al giorno nel 2030 (Figura 1.6). Il petrolio rimane il combustibile più usato nel settore trasporti, perché per gli altri fuel, ad oggi, esistono poche alternative d'impiego non competitive, tuttavia in molti Paesi del mondo esso continua ad essere largamente consumato anche per scopi diversi. Su base globale, nel settore trasporti si consumerà il 74% della produzione totale prevista dal 2005 al 2030, mente nel settore industriale verrà impiagato il restante 26%.

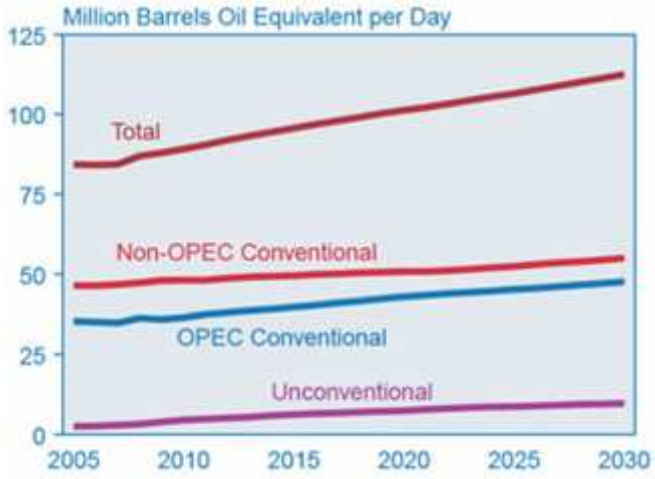


Figura 1.6 – Produzione mondiale di combustibili liquidi dal 2005 al 2030 (EIA 2008) (1 BTU = 1,055 kJ)

Il consumo globale di gas naturale aumenta da 104 trilioni di ft^3 nel 2005 a 158 trilioni di ft^3 nel 2030 (Figura 1.7), rimpiazzando ove possibile l'uso dei combustibili liquidi. Il gas naturale, inoltre, provoca minori emissioni di anidride carbonica rispetto al carbone ed al petrolio; i governi infatti incoraggiano il suo uso a discapito degli altri idrocarburi fossili, per cominciare a ridurre le emissioni di gas ad effetto serra, tramite pianificazioni a livello nazionale e regionale. Si prevede che il gas naturale rimanga la fonte di energia principale per il settore industriale e della generazione di energia elettrica durante tutto il periodo 2005÷2030. Si stima, inoltre, che il settore industriale, nel quale viene impiegata la maggior parte delle gas disponibile, arriverà a consumarne il 43% nel 2030.

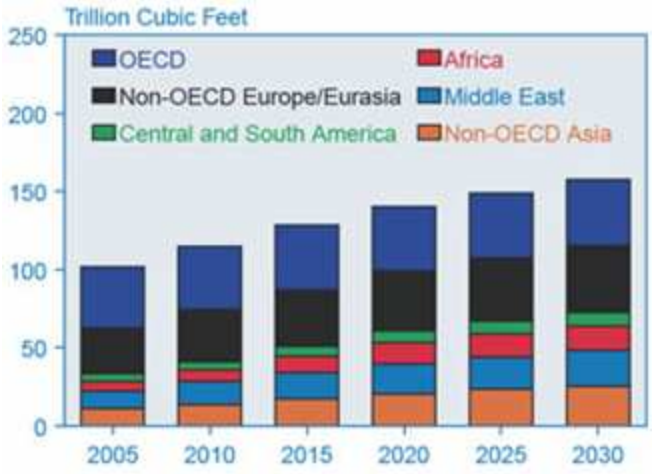


Figura 1.7 – Produzione mondiale di gas naturale dal 2005 al 2030 (EIA 2008) (1 trillion cubic feet = 28.316.846.592 m3)

Per i nuovi impianti di generazione energia elettrica il gas naturale costituisce una scelta attraente, poiché il suo uso garantisce un'elevata efficienza energetica. Il settore dell'electricity generation arriverà a consumare, nel 2030, il 35% del gas naturale disponibile. Gli elevati prezzi dell'olio e del gas naturale, destinati a rimanere tali per un lungo periodo di tempo, incoraggiano la ricerca di nuovi giacimenti. D'altro canto le sorgenti di energia rinnovabile costituiscono un'attrattiva dal punto di vista ambientale, soprattutto per quei Paesi dove la riduzione delle emissioni di gas serra è impellente. Si prevede che i governi incentiveranno l'uso delle sorgenti rinnovabili di energia rispetto ai combustibili fossili, anche dove tale strategia non risulta economicamente vantaggiosa. A livello globale il consumo di energia idroelettrica e di altre energie rinnovabili aumenta del 2,1 % passando da 35 quadrilioni di BTU nel 2005 a 59 quadrilioni di BTU nel 2030.

1.1.2 Mercato degli idrocarburi - Situazione europea

Nel paragrafo è riportata una breve descrizione della situazione europea del mercato del gas naturale e dell'olio minerale con riferimento sia alla situazione attuale che alle prospettive di sviluppo future.

1.1.2.1 Situazione attuale

L'analisi della situazione attuale del mercato del gas naturale è stata condotta facendo riferimento al rapporto annuale di Eurogas, emesso il 5 Dicembre 2007 *"Eurogas Annual Report 2006-2007"* (Eurogas, 2007a) ed al comunicato stampa di Eurogas emesso il 13 marzo 2008 ed intitolato *"Natural Gas Consumption in EU27 in 2007"* (Eurogas, 2007b).

Il consumo di gas naturale nel 2007 è stato di circa 505 miliardi Sm^3, rispetto ai 523 del 2006 registrando una diminuzione dell'1,5%.

La maggior parte dei Paesi dell'Unione Europea hanno registrato in trend negativo, ad eccezione del Regno Unito, Spagna e Italia, nei quali si è verificato un aumento.

Sebbene il mercato del gas nei diversi Paesi comunitari vari significativamente, la tendenza generale europea, a partire dal maggio 2007, è stata decrescente.

La causa maggiore è da imputare alle condizioni climatiche che sono state, dall'inizio del 2007, molto miti. Inoltre, in alcune Nazioni, un ruolo importante è stato giocato dall'alto prezzo dell'energia e dall'aumento dell'efficienza energetica.

La produzione locale è diminuita del 7% nel 2007, con importanti picchi negativi registrati nei paesi maggior produttori: come il Regno Unito con -9,9%, la Germania con -8,3%, la Danimarca con -11,4% e con l'Italia -11,5%.

La maggior parte del gas consumato in Europa nel 2007 è stata quella indigena coprendo il 38% della domanda totale, seguita dalle principale importazioni estere quali:

- Russia con il 23 %
- Norvegia con il 16%
- Algeria 10%.

La diminuzione della quantità di gas prodotta sul territorio europeo nel 2007 è stata compensata principalmente dall'aumento dell'importazione dalla Norvegia.

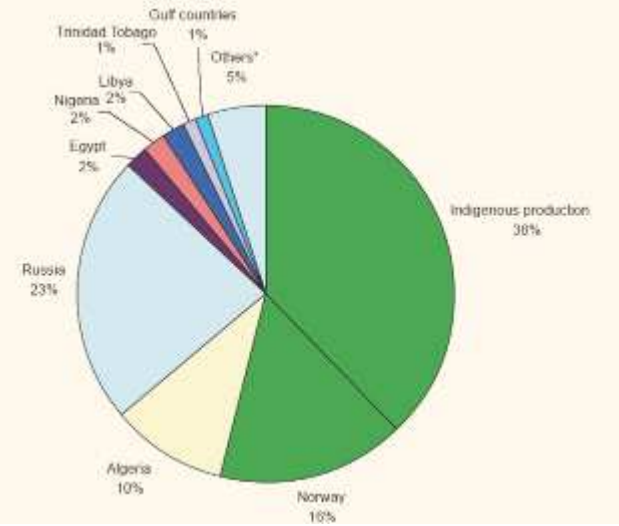


Figura 1.8 – Analisi delle fonti di approvvigionamento estere di EU27 (Eurogas, 2007a)

Relativamente al mercato dell'olio minerale di seguito si riportano in forma tabellare informazioni reperite sul'*"Oil Market Report – Annual Statistical Supplemet 2007"* (IEA ASS, 2007) dell'International Energy Agency.

I dati della Tabella 1.4 descrivono per il periodo 1992÷2006 una crescita della domanda di olio nei Paesi europei pari 9%, mentre la produzione si è attestata su una curva di crescita inferiore (6%). Nel 2006 la domanda (15,6 Mbarrel/day) è il triplo della disponibilità (5,2 Mbarrel/day). La Norvegia risulta il paese maggior produttore di olio, passando da una produzione interna sul totale europeo del 43% nel 1992, al 54% nel 2006.

La disponibilità di Energia Primaria (Tabella 1.6) è aumentata da 1.648 MTOE a 1.876 MTOE nell'arco dei 15 anni (incremento percentuale: 13,8%); le varie fonti hanno contribuito con:

- una crescita del 9,5% da parte dell'olio
- una diminuzione del -24% da parte del carbone
- una crescita considerevole del 65% da parte del gas
- una crescita del 21% da parte dell'energia nucleare
- una crescita considerevole del 46% da parte dell'energia idroelettrica e altre fonti rinnovabili

Nonostante il petrolio abbia subito l'aumento meno significativo, esso rappresenta la fonte maggiore di approvvigionamento di energia primaria, pari al 37 % del totale nel 2006.

L'aumento della crescita della domanda di olio non compensato da un adeguato aumento della produzione è ovviamente bilanciato da un incremento dell'importazione (Tabella 1.7) che ha assunto un valore pari a 9,77 Mbarrel/day nel 2006, rispetto a 8,41 Mbarrel/day nel 1991 (+ 16%).

Tabella 1.4 – Domanda e produzione di olio minerale nei Paesi OECD europei (IEA ASS, 2007) (milioni di barili/giorno)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Domanda	14,3	14,3	14,4	14,7	15,0	15,1	15,4	15,3	15,2	15,4	15,3	15,4	15,5	15,6	15,6
Produzione	4,9	5,2	6,1	6,4	6,7	6,7	6,7	6,8	6,8	6,7	6,6	6,3	6,1	5,6	5,2

Tabella 1.5 – Produzione di olio nei diversi Paesi OECD europei (IEA ASS, 2007) (milioni di barili/giorno)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Regno Unito	1,94	2,00	2,14	2,71	2,79	2,81	2,74	2,84	2,93	2,70	2,53	2,50	2,28	2,06	1,84	1,66
Norvegia	1,96	2,22	2,38	2,69	2,90	3,23	3,28	3,14	3,14	3,35	3,42	3,33	3,26	3,19	2,97	2,78
Altri	0,68	0,67	0,66	0,69	0,68	0,68	0,69	0,67	0,69	0,75	0,72	0,78	0,78	0,83	0,80	0,74
Totale	**4,58**	**4,90**	**5,18**	**6,09**	**6,37**	**6,73**	**6,71**	**6,65**	**6,76**	**6,80**	**6,67**	**6,60**	**6,32**	**6,08**	**5,61**	**5,18**

Tabella 1.6 – Disponibilità di Energia Primaria per fonti nei Paesi OECD europei (IEA ASS, 2007) (milioni di TOE)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Olio	641	646	646	648	666	681	681	697	693	686	697	692	695	699	702
Carbone	423	395	372	364	359	359	349	336	317	327	324	321	331	330	320
Gas naturale	274	274	289	291	316	350	350	364	379	391	404	406	428	440	453
Nucleare	211	214	223	223	227	238	241	239	243	244	251	253	256	259	256
Idroelettrica/ Altre	99	102	108	108	111	112	116	120	121	127	130	129	132	140	145
Totale	**1648**	**1631**	**1639**	**1635**	**1679**	**1740**	**1737**	**1757**	**1754**	**1774**	**1806**	**1801**	**1843**	**1866**	**1876**

Tabella 1.7 – Importazione di olio minerale nei Paesi OECD europei (IEA ASS, 2007) (milioni di barili/giorno)

1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
8,41	8,74	8,78	8,51	8,23	8,8	8,38	8,98	8,36	8,56	8,70	8,73	9,10	9,48	9,79	9,77

1.1.2.2 Previsioni a lungo termine nel mercato dell'olio e del gas naturale

L'analisi della previsione e lungo termine è stata condotta facendo riferimento al rapporto annuale di Eurogas, emesso il 5 Dicembre 2007 *"Eurogas Annual Report 2006-2007"* (Eurogas, 2007a) e al *"European Energy and Transport - trends to 2030 — update 2007"* della Commissione Europea – Direzione Generale per l'Energia e il Trasporto (EU27 to 2030).

Il consumo di energia primaria aumenterà di 200 MTOE dal 2005 al 2030, incremento compensato soprattutto dall'aumento di produzione da parte del gas naturale e fonti rinnovabili. L'olio minerale rimane il combustibile più importante, sebbene il suo consumo supererà, nel 2030, di solo 6 punti percentuali i valori attuali

La domanda di gas naturale si prevede aumenti considerevolmente di 71 MTOE fino al 2030, dopo la sostanziale crescita che ha avuto finora.

I combustibili solidi supereranno i valori attuali di 5 punti percentuali nel 2030, come conseguenza dell'aumento dei prezzi dell'olio e del gas e della chiusura di centrali nucleari in alcuni Stati Membri (Figura 1.9 e Tabella 1.8).

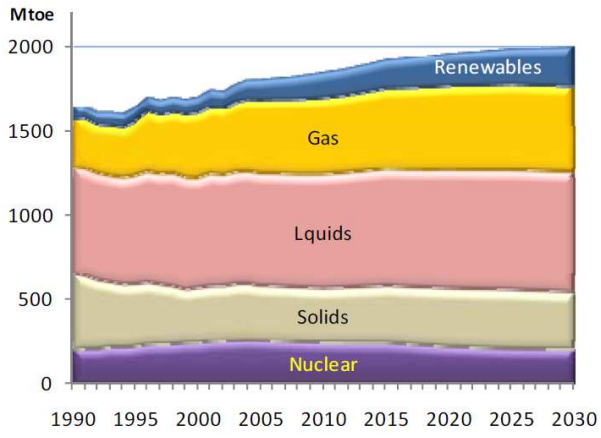


Figura 1.9 – Richiesta di energia di primaria alle varie fonti energetiche, nel periodo 1990÷2030 (EET, 2030)

Tabella 1.8 – Contributi percentuali dalle varie fonti energetiche all'energia primaria totale (EET, 2030)

%	1990	2000	2005	2010	2020	2030
Solid fuels	27.3	18.8	17.7	17.2	17.4	16.7
Oil	37.9	38.0	36.7	36.4	35.7	35.3
Gas	17.9	23.0	24.6	24.9	25.7	25.7
Nuclear	12.3	14.2	14.2	13.2	11.3	10.3
Renewables	4.5	5.9	6.8	8.2	10.0	11.8

La quota parte dell'energia totale consumata, prodotta da combustibili fossili diminuirà marginalmente nel 2030 rimanendo sul 78% rispetto al 79% del 2005. Carbone e petrolio perdono 1 punto percentuale, mentre il gas naturale ne acquista 1 (EU27 to 2030).

L'industria europea dell'estrazione di olio e gas minerali si è sviluppata enormemente dopo 1985; oggi si assiste ad un declino delle risorse a dispetto degli sforzi che si stanno compiendo per sfruttare completamente sia i giacimenti già in produzione, sia i piccoli campi che costituiscono nuovi ritrovamenti. La produzione di olio ha raggiunto il massimo nel 1999, seguito da un picco della produzione del gas nel 2001. Anche se le nuove scoperte di giacimenti minerari in Europa altereranno leggermente questo trend decrescente nel 2030 la produzione interna di gas e olio saranno rispettivamente del 59% e del 77% più basse del loro valore di picco.

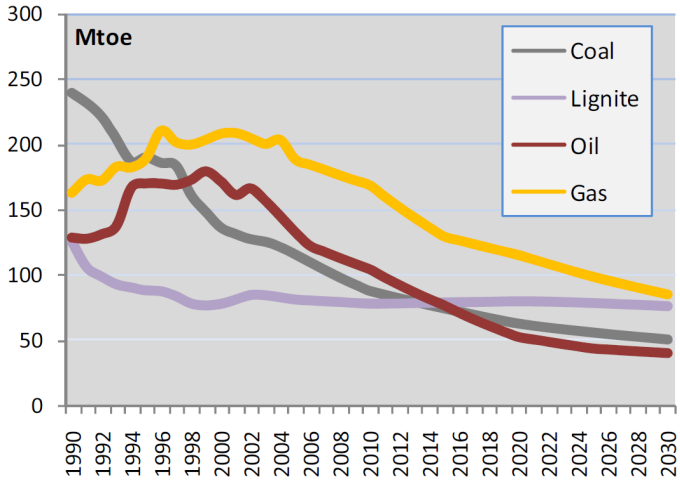


Figura 1.10 – Produzione europea di combustibili fossili nel periodo 1990÷2030 (EU 27 to 2030)

La crescita continua della domanda di energia ed il declino della produzione europea di combustibili fossili, implica un aumento della dipendenza dalle importazioni. L'incremento della produzione di energia rinnovabile, in Europa, non sarà sufficiente a cambiare questa tendenza.
La *dipendenza dalle importazioni*, misurata come rapporto tra le importazioni nette di energia sul consumo interno lordo (comprensivo della quota parte prodotta dal carbone) è stata pressoché

costante, pari a circa il 45% fra il 1990 e il 2002. Questo periodo è stato caratterizzato da una produzione interna europea di gas e olio elevata, ma anche da una diminuzione dell'estrazione dei carbone. Le statistiche mostrano che dopo il 2002 la dipendenza dalle importazioni hanno cominciato a crescere assumendo un valore di circa il 53% nel 2005; questa tendenza perdurerà anche in futuro fino a raggiungere il 66,6% nel 2030. In questo modo, nel 2030, in Europa, due terzi della domanda di energia dovrà essere compensata dalle importazioni estere.

La dipendenza dalle importazioni di olio si è attestata fra il 75 e l'80% nel periodo 1990÷2005, ed aumenterà fino al 95% nel 2030.

Prima del 2002 le importazioni di gas naturale coprivano meno della metà della domanda di energia europea; tale dipendenza dalle importazioni crescerà di oltre il 50% per tutto il periodo 2005÷2030, fino ad arrivare al valore di 83,6%. Nel 2010 la dipendenza dalle importazioni di gas avrà già supertao il 60%.

Per quanto riguarda il carbone nel 2004 le importazioni nette sono state maggiori della produzione interna. La dipendenza dalle importazioni di carbone aumenterà dell'80,5% fino al 2030, assumendo un valore pari al 62,5% (Figura 1.11) (EU27 to 2030).

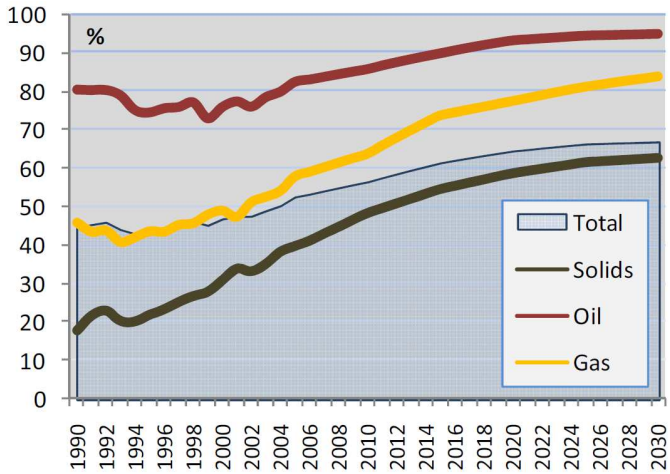


Figura 1.11 – Dipendenza dell'Europa dalle importazioni di idrocarburi fossili, nel periodo 1990÷2030 (EU27 to 2030)

I combustibili fossili continueranno ad avere il ruolo predominante nella produzione dell'energia primaria. La domanda di olio aumenta dell'1,5% all'anno per raggiungere il 32% della domanda di energia primaria totale, valore leggermente inferiore al 36% relativo al 2001.

Si prevede che la domanda totale di olio nel 2030 aumenterà di 2000 MTOE rispetto al 2001; il 93% di tale crescita sarà dovuta al progresso economico dei Paesi emergenti. La richiesta di

risorse energetiche da parte delle economie emergenti sarà sopperita per il 90% dalle importazioni, principalmente dal medio oriente e secondariamente dai Paesi CIS[1].
La produzione totale di olio si prevede raggiunga 110 milioni di barili/giorno, rispetto ai 72,6 del 2001.
La produzione di olio dal 2005 al 2030 perderà 3,1 punti percentuali in termini di quote di mercato. Tale combustibile fossile continuerà a ricoprire un ruolo predominante nei settori dei trasporti e petrolchimico, mentre sarà gradualmente rimpiazzato dal gas naturale per la produzione di energia termica. L'uso del carbone subirà un declino in tutti i settori energetici, essendo un combustibile non ecologico e di difficile impiego, nonostante il prezzo basso.
La domanda di energia primaria prodotta dall'olio minerale, come conseguenza dell'aumento dei consumi nel settore trasporti, è aumentata dello 0,41% all'anno, dal 1990 al 2005. Tale andamento crescente si ridurrà, assumendo un valore dello 0,25% all'anno, fra il 2005 e il 2030. L'olio continuerà ed essere la principale risorsa di energia, coprendo il 35% del consumo interno lordo (EU27 to 2030).

Nel periodo 2005÷2030 il consumo di energia prodotta dal gas naturale si prevede che giunga al 30% del consumo di energia primaria totale.

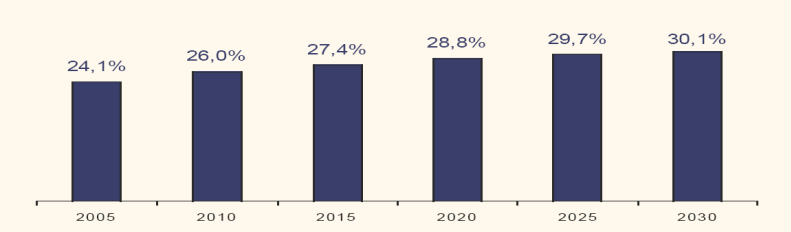


Figura 1.12 – Crescita del mercato del gas nel periodo 2005÷2030 (Eurogas, 2007a)

Grazie al suo basso potere inquinante e alla possibilità di impiegarlo in numerose applicazioni tecnologiche altamente efficienti, il gas naturale è destinato a rimanere il combustibile più impiegato ed a essere la percentuale maggiore di energia disponibile. Inoltre il gas naturale può giocare un ruolo importante, nei prossimi decenni, come fonte provvisoria di energia sostenibile.
Si prevede che il consumo di gas naturale dei paesi della Comunità Europea aumenti del 43%, nel periodo considerato passando, da 438 MTOE nel 2005 a 625 MTOE in 2030. La quota parte della

[1] Russia, Ucraina, Kazakistan, Bielorussia, Azerbaigian, Uzbekistan, Turkmenistan, Georgia, Armenia, Tagikistan, Kirghizistan, Modovia

domanda di energia primaria legata al gas naturale aumenterà da 23,9% nel 2005 al 29,9% nel 2030 (18% in 1990). Il 60% dell'incremento della domanda totale è causato dalla crescita della domanda di energia elettrica (power generation sector) (Figura 1.13).

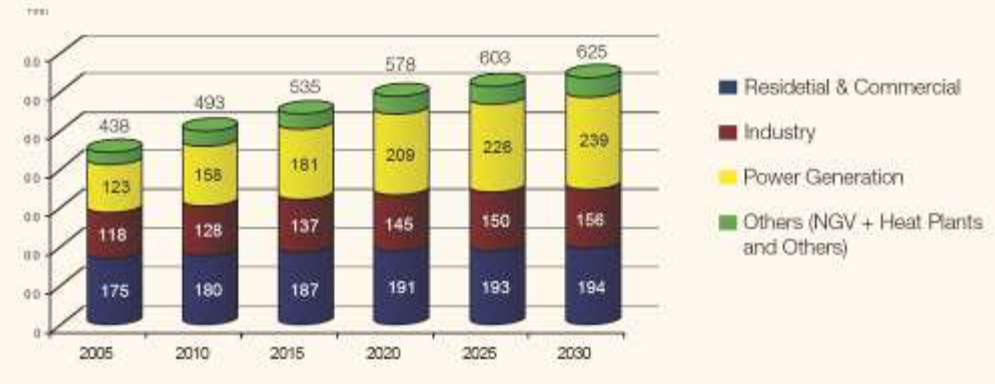


Figura 1.13 – Domanda del gas naturale nei diversi settori d'impiego, nel periodo 2005÷2030 (Eurogas, 2007a)

Mentre la domanda di gas aumenterà del 43% fino al 2030, la produzione interna è destinata a diminuire. Oggi la produzione europea (inclusa la Norvegia) ammonta al 59% della domanda di gas, ma si prevede che diminuisca di un terzo entro il 2020 e successivamente di un quarto entro il 2030.

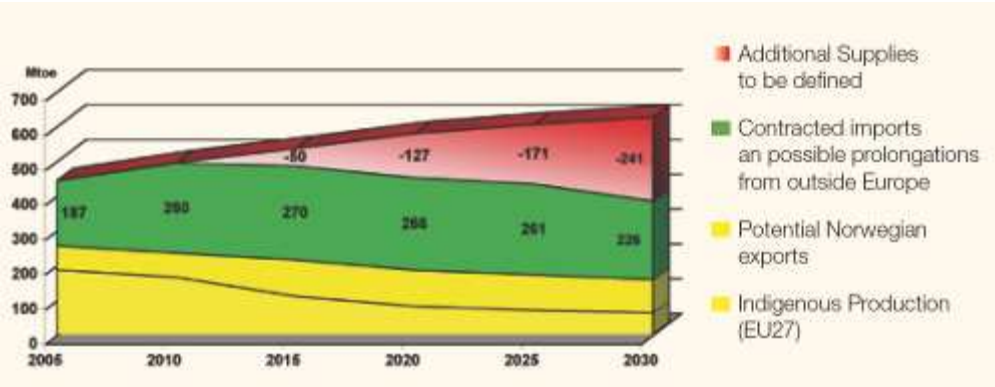


Figura 1.14 – Offerta di gas naturale, nel periodo 2005÷2030 (Eurogas, 2007a)

L'incremento percentuale della disponibilità di gas, di cui l'Europa avrà gradualmente bisogno sarà del 10% nel 2015, del 22% nel 2020, fino a circa il 39% nel 2030 (Figura 1.14).

Di conseguenza l'industria europea del gas sta focalizzando l'attenzione sulle modalità di rifornimento del gas, specialmente per il periodo successivo al 2015.

Le riserve mondiali ammontano a 181,46 trilioni di m³, con un tempo stimato di pari a 63 anni, il 75% delle quali sono localizzati in regioni a distanza favorevole per il trasporto in Europa. Tuttavia,

col passare del tempo, i nuovi approvvigionamenti di gas saranno disponibili, sempre più, in paesi distanti e in giacimenti che presentano maggiore difficoltà di sviluppo, con conseguente crescita dei costi del trasporto per l'approvvigionamento a favore dei Paesi europei.

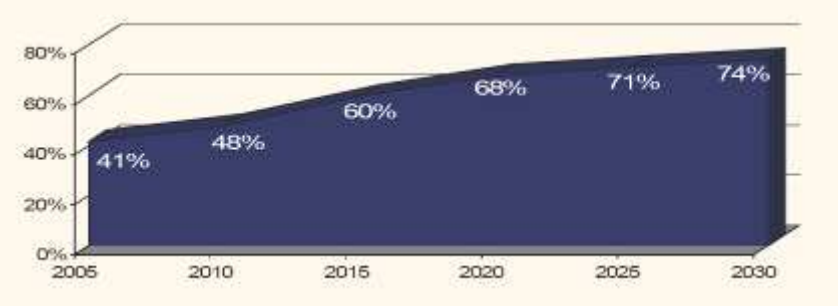


Figura 1.15 – Importazione del gas naturale in Europa dall'estero, nel periodo 2005÷2030 (Eurogas, 2007a)

Avendo rafforzato la sua posizione competitiva, mediante la realizzazione di condotte di trasporto su lunghe distanze, l'LNG contribuirà a rendere globale il mercato del gas e sempre più utilizzabili, da parte dell'Europa, giacimenti lontani. L'LNG è un settore in veloce crescita: la sua disponibilità globale, durante il 2006, è cresciuta di circa il 12% per un valore di 181 MTOE/y. Sempre nel 2006 la quantità di LNG importata in Europa è aumentata di circa 52 MTOE/y, rappresentando l'11% del mercato totale del gas. I rigasificatori nel territorio europeo raddoppieranno la loro capacità passando dal 69 MTOE/y di oggi a 142 MTOE/y nel 2010. A lungo termine l'LNG rappresenterà il 25% dell'approvvigionamento totale europeo (Eurogas, 2007a).

1.1.3 Mercato degli idrocarburi - Situazione italiana

1.1.3.1 Quadro energetico nazionale

L'analisi di seguito presentata, relativa alla situazione della domanda e dell'offerta di energia in Italia per l'anno 2007, è stata desunta dalla *"Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta"* dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG, 2008).

La tabella seguente riporta un confronto tra il bilancio energetico relativo al 2006 e quello relativo al 2007.

Tabella 1.9 – Bilancio dell'Energia in Italia nel 2006 e nel 2007 (Mtep) (AEEG, 2008)

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNO-VABILI	ENERGIA ELETTRICA(A)	TOTALE
ANNO 2007						
1. Produzione	0,56	8,01	5,86	13,55	0,00	27,98
2. Importazione	16,65	61,01	108,48	0,68	10,69	197,51
3. Esportazione	0,11	0,06	30,98	0,00	0,58	31,72
4. Variazione scorte	-0,28	-1,08	0,67	0,00	0,00	-0,69
5. Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	17,38	70,04	82,70	14,23	10,11	194,45
6. Consumi e perdite del settore energetico	-0,64	-0,86	-6,25	-0,17	-42,43	-50,35
7. Trasformazione in energia elettrica	-12,00	-27,43	-7,80	-11,72	58,95	0,00
8. Totale impieghi finali (5+6+7)	4,74	41,75	68,65	2,34	26,62	144,10
- Industria	4,57	16,40	7,61	0,35	12,09	41,02
- Trasporti	0,00	0,48	43,16	0,12	0,89	44,65
- Usi civili	0,01	23,77	4,83	1,64	13,16	43,41
- Agricoltura	0,00	0,16	2,47	0,23	0,48	3,34
- Sintesi chimica	0,16	0,94	6,98	0,00	0,00	8,08
- Bunkeraggi	0,00	0,00	3,60	0,00	0,00	3,60
ANNO 2006						
1. Produzione	0,51	9,06	5,77	13,40	0,00	28,73
2. Importazione	16,79	63,85	107,00	0,84	10,25	198,73
3. Esportazione	0,19	0,30	27,34	0,00	0,35	28,18
4. Variazione scorte	-0,05	2,91	0,22	0,00	0,00	3,08
5. Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	17,15	69,70	85,21	14,23	9,90	196,19
6. Consumi e perdite del settore energetico	-0,74	-0,83	-5,99	-0,09	-42,89	-50,53
7. Trasformazione in energia elettrica	-11,86	-26,02	-9,50	-12,15	59,53	0,00
8. Totale impieghi finali (5+6+7)	4,56	42,85	69,73	1,99	26,55	145,66
- Industria	4,41	16,42	7,66	0,29	12,11	40,90
- Trasporti	0,00	0,44	43,07	0,15	0,88	44,54
- Usi civili	0,01	24,89	5,96	1,37	13,08	45,30
- Agricoltura	0,00	0,15	2,59	0,17	0,47	3,38
- Sintesi chimica	0,14	0,95	6,93	0,00	0,00	8,02
- Bunkeraggi	0,00	0,00	3,52	0,00	0,00	3,52

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni, esportazioni e perdite valutate a input termoelettrico convenzionale e costante, di 2.200 kcal/kWh.

Nel 2007, per il secondo anno consecutivo, è calato il consumo di energia primaria, dello 0,9% rispetto allo 0,8% verificatosi nel 2006. Analogamente, i consumi finali complessivi sono calati dell'1,1% rispetto allo 0,6% dell'anno precedente. Inoltre, i consumi di energia elettrica, tolte le perdite di trasporto e di distribuzione, sono aumentati di appena lo 0,3%. Questo andamento è avvenuto in presenza di una relativamente forte crescita dell'economia dell'1,5% in termini di PIL a prezzi costanti.

Inoltre l'aumento del prezzo delle fonti di energia ha presumibilmente iniziato a indurre un contenimento nel loro utilizzo, con maggiore evidenza nel caso dei carburanti. Peraltro, non è da sottovalutare l'ancora significativo potenziale di crescita dei consumi elettrici che hanno appena raggiunto la media europea del 20% dei consumi finali.

Nel 2007 i consumi e le perdite del settore energetico hanno rappresentato il 25,9% della disponibilità per il consumo interno, sostanzialmente in linea con i valori del 2005 e del 2006.

Alla disponibilità per il consumo interno di tutte le fonti primarie hanno contribuito per l'85,3% le importazioni, per il 14,4% la produzione nazionale e per lo 0,3% i prelievi dalle scorte. Notoriamente, il contributo della produzione interna è massimo per l'energia rinnovabile (93,4%), ma da diversi anni stanno aumentando le importazioni di biomasse, con una incidenza cresciuta dal 5,8% del totale nel 2005 al 6,6% nel 2007.

Nel corso dell'anno è calato ulteriormente il contributo della produzione interna di gas naturale, oramai ridotto ad appena l'11,4% della disponibilità totale, mentre il prelievo dagli stoccaggi ha permesso di contenere le importazioni all'87,0% della disponibilità totale prima dei consumi e delle perdite, rispetto al 91,2% dell'anno precedente. Tuttavia, è essenzialmente per via della stagnazione dei consumi che il 2007 ha visto un'apprezzabile diminuzione delle importazioni di gas naturale (–4,5%).

Seppure a fronte di un calo apprezzabile dei consumi, le importazioni di greggio, semilavorati e distillati sono invece rimaste quasi stazionarie a 108,5 Mtep, per soddisfare l'aumento delle esportazioni di prodotti finiti (+13,3%). La produzione nazionale di petrolio è aumentata leggermente a seguito dell'entrata in produzione dei nuovi giacimenti della Val d'Agri, rappresentando tuttavia solo il 7,1% della disponibilità totale per il consumo interno nel 2007. Con l'entrata in esercizio del giacimento di Tempa Rossa nel 2011, tale contributo dovrebbe aumentare significativamente. Più in generale vi è stata negli ultimi anni una forte ripresa degli investimenti nell'*up-stream* italiano, indotto più dall'elevato prezzo internazionale degli idrocarburi che da miglioramenti nel quadro autorizzativo locale. È tuttavia difficile che questo possa invertire il trend calante della produzione nazionale che dura oramai da oltre un decennio.

Le importazioni di carbone hanno rappresentato il 95,2% della disponibilità totale per il consumo interno nel 2007.

Nonostante il forte aumento del prezzo del carbone sui mercati internazionali, esso rappresenta ancora la fonte energetica più competitiva per la generazione elettrica; il costo medio di generazione da carbone nel 2007, riferito al solo combustibile, può stimarsi non superiore al 50% del costo della generazione da gas naturale con cicli combinati moderni.

1.1.3.2 Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia

Nel presente paragrafo viene analizzata la situazione delle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia, con particolare riferimento ai giacimenti di gas, aggiornata a giugno 2008.

L'analisi è stata condotta sulla base dei dati ricavati dall'Ufficio *Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG)* nell'ambito del documento *"Attività di Ricerca e Coltivazione di Idrocarburi, Rapporto Annuale 2007"* (UNMIG, 2008).

Nel 2007 si è registrata una produzione di gas naturale di 9,6 miliardi Sm^3 (-11,4% rispetto al 2006), confermando ed anzi accentuando la costante riduzione di produzione in atto fin dal 1994, quando fu raggiunta la punta di 20,6 miliardi Sm^3.

Gran parte della riduzione nel 2007 dipende dal declino dei giacimenti offshore, che comunque forniscono ancora la maggior parte della produzione (circa il 75%). In particolare la produzione di gas della zona "A" dell'Adriatico (zona settentrionale) è ancora il 53% dell'intera produzione nazionale (Figura 1.17 e Tabella 1.10). A terra la Regione più produttiva è la Basilicata, seguita da Puglia, Sicilia, Emilia Romagna, Molise, Marche ed Abruzzo.

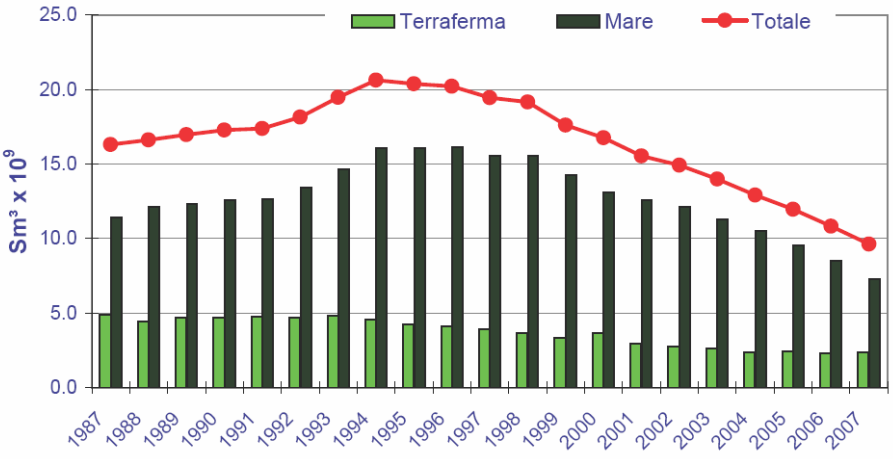


Figura 1.16 – Produzione di gas negli anni 1987-2007 (UNMIG, 2008)

Tabella 1.10 – Produzione di gas per Regione/Zona Marina – Confronto anni 2005, 2006 e 2007 (UNMIG, 2008)

GAS (Milioni di Sm³)				
Regione / Zona marina	Anno 2007	Anno 2006	Anno 2005	Variazione % 2007/2006
VALLE D'AOSTA	0.0	0.0	0.0	-
PIEMONTE	17.1	21.8	28.7	-21.7%
LIGURIA	0.0	0.0	0.0	-
LOMBARDIA	32.7	34.9	33.6	-6.4%
TRENTINO-ALTO ADIGE	0.0	0.0	0.0	-
VENETO	0.9	1.0	4.0	-11.6%
FRIULI-VENEZIA GIULIA	0.0	0.0	0.0	-
EMILIA-ROMAGNA	217.1	221.6	241.9	-2.0%
ITALIA SETTENTRIONALE	267.7	279.3	308.1	-4.2%
TOSCANA	1.4	1.1	1.5	22.6%
MARCHE	58.2	74.8	87.2	-22.3%
UMBRIA	0.0	0.0	0.0	-
LAZIO	0.0	0.0	0.0	-
ABRUZZO	43.7	67.6	71.4	-35.3%
MOLISE	89.0	90.9	101.4	-2.0%
ITALIA CENTRALE	192.3	234.4	261.4	-18.0%
CAMPANIA	0.0	0.0	0.0	-
PUGLIA	376.3	370.6	398.0	1.5%
BASILICATA	1210.0	1103.5	1070.1	9.6%
CALABRIA	18.8	20.6	19.6	-8.4%
ITALIA MERIDIONALE	1605.2	1494.7	1487.7	7.4%
SICILIA	285.6	322.1	356.4	-11.3%
SARDEGNA	0.0	0.0	0.0	-
ITALIA INSULARE	285.6	322.1	356.4	-11.3%
TOTALE Terraferma	2350.8	2330.5	2413.7	0.9%
Mare - Zona A	5166.5	5908.1	6357.9	-12.6%
Mare - Zona B	1096.4	1334.4	1743.9	-17.8%
Mare - Zona C	4.4	4.5	4.3	-1.4%
Mare - Zona D	1016.2	1251.9	1427.7	-18.8%
Mare - Zona F	0.0	7.5	14.9	-100.0%
TOTALE Mare	7283.6	8506.4	9548.8	-14.4%
TOTALE Generale	9634.3	10836.8	11962.5	-11.1%

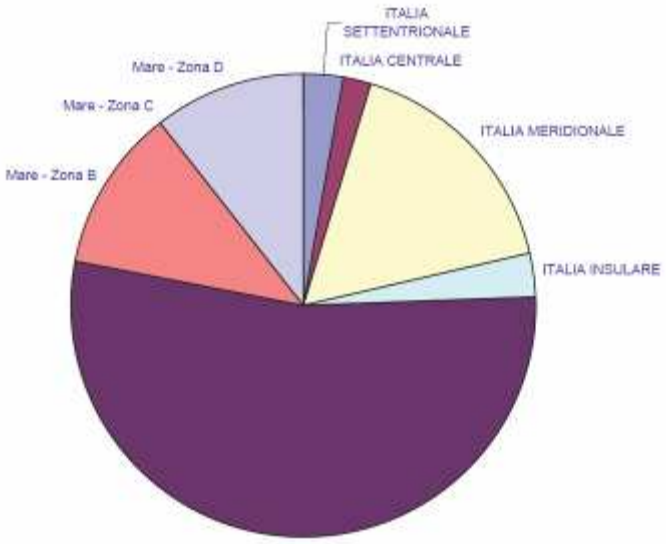


Figura 1.17 – Produzione di gas per Regione/Zona Marina, nel 2007 (UNMIG, 2008)

Nell'anno 2007 la produzione di petrolio è stata di 5,84 milioni di tonnellate, con un leggero incremento rispetto all'anno precedente (+1,4%). Se si esclude il picco del 2005 (6,08 milioni di tonnellate), la produzione del 2007 rappresenta il maggior valore registrato negli ultimi 20 anni.

La maggior parte (quasi l'87%) della produzione nazionale deriva dalla terraferma, principalmente dai campi della Basilicata (75%) e della Sicilia, mentre in Piemonte il declino dei campi ad olio è decisamente rapido.

Si attende un significativo incremento di produzione con l'avvio del progetto di sviluppo del giacimento di Tempa Rossa in Basilicata, per il quale si sono concluse le contrattazioni tra gli Operatori e le Autorità regionali.

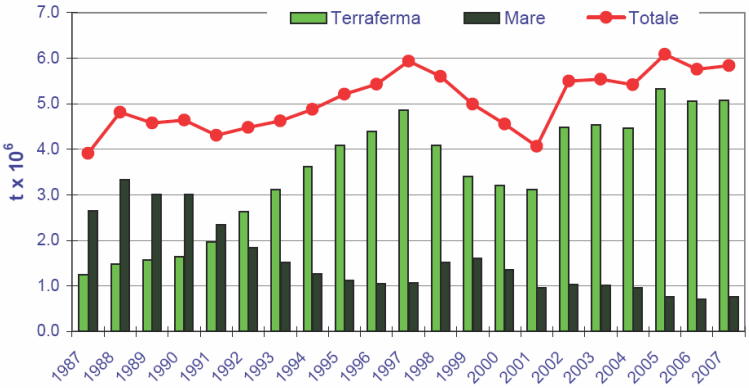


Figura 1.18 – Produzione di petrolio negli anni 1987-2007 (UNMIG, 2008)

Tabella 1.11 – Produzione di olio per Regione/Zona Marina – Confronto anni 2005, 2006 e 2007 (UNMIG, 2008)

PETROLIO(migliaia di tonnellate)				
Regione / Zona marina	Anno 2007	Anno 2006	Anno 2005	Variazione % 2007/2006
VALLE D'AOSTA	0.0	0.0	0.0	-
PIEMONTE	108.1	140.2	214.7	-22.9%
LIGURIA	0.0	0.0	0.0	-
LOMBARDIA	0.0	0.0	0.0	-
TRENTINO-ALTO ADIGE	0.0	0.0	0.0	-
VENETO	0.0	0.0	0.0	-
FRIULI-VENEZIA GIULIA	0.0	0.0	0.0	-
EMILIA-ROMAGNA	35.0	36.3	42.8	-3.6%
ITALIA SETTENTRIONALE	143.1	176.5	257.4	-18.9%
TOSCANA	0.0	0.0	0.0	-
MARCHE	0.0	0.0	0.0	-
UMBRIA	0.0	0.0	0.0	-
LAZIO	0.2	0.3	0.2	-
ABRUZZO	0.0	0.0	0.0	-
MOLISE	26.1	28.5	30.0	-8.3%
ITALIA CENTRALE	26.4	28.8	30.2	-8.4%
CAMPANIA	0.0	0.0	0.0	-
PUGLIA	0.0	0.0	0.0	-
BASILICATA	4360.8	4312.7	4386.0	1.1%
CALABRIA	0.0	0.0	0.0	-
ITALIA MERIDIONALE	4360.8	4312.7	4386.0	1.1%
SICILIA	543.7	539.1	642.7	0.9%
SARDEGNA	0.0	0.0	0.0	-
ITALIA INSULARE	543.7	539.1	642.7	0.9%
TOTALE Terraferma	5073.9	5057.1	5316.4	0.3%
Mare - Zona A	0.0	0.0	0.0	-
Mare - Zona B	467.3	331.9	341.6	40.8%
Mare - Zona C	296.7	309.2	307.3	-4.1%
Mare - Zona D	0.0	0.0	0.0	-
Mare - Zona F	0.0	59.3	118.8	-100.0%
TOTALE Mare	764.0	700.4	767.7	9.1%
TOTALE Generale	5837.9	5757.5	6084.1	1.4%

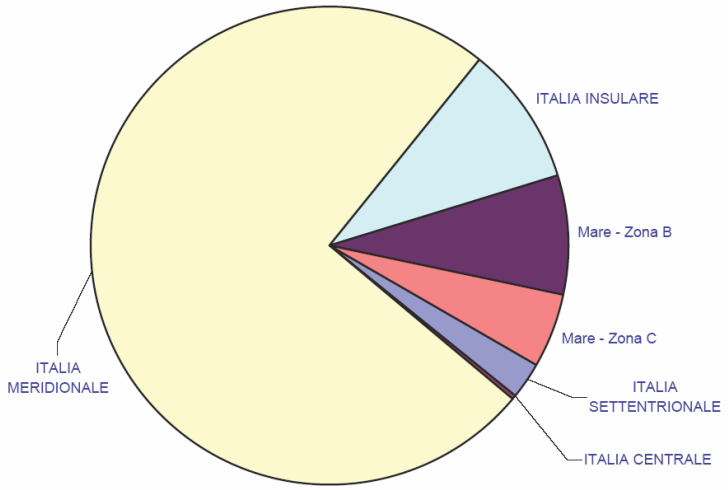


Figura 1.19 – Produzione di olio per Regione/Zona Marina, nel 2007 (UNMIG, 2008)

Nel 2007 sono stati perforati 9 *pozzi* a terra e 1 in mare, per un totale di circa 19.500 m, valori significativamente inferiori a quelli del 2006 (-28%). Il valore medio di profondità verticale raggiunta dai pozzi di ricerca è di circa 1.950 m. Sono stati inoltre eseguiti 28 pozzi a scopo di sviluppo per complessivi 51.000 m circa, valore simile a quello riscontrato nel 2006.

Nel 2007 sono stati effettuati 3 *ritrovamenti*, tutti in Abruzzo. Si tratta di aree in cui l'esecuzione dei lavori, già previsti in anni precedenti, aveva subito ritardi per difficoltà operative e/o autorizzative.

Al 31 dicembre 2007 erano vigenti 90 *permessi* di ricerca (di cui 58 in terraferma e 32 in mare) per complessivi circa 35.658 km² (di cui 21.002 in terraferma e 14.656 in mare) e 195 concessioni di coltivazione (di cui 129 in terraferma e 66 in mare) per complessivi circa 18.953 km² (di cui 9.480 in terraferma e 9.373 in mare), tali dati sono indicati in dettaglio nelle seguenti tabelle e figure.

Tabella 1.12 – Titoli minerari vigenti per idrocarburi – Serie storica 1987-2007 (UNMIG ,2008)

	PERMESSI			CONCESSIONI			
	Terraferma	Mare	Totale	Terraferma	Mare	Totale	Totale
1987	173	159	332	107	46	153	485
1988	165	120	285	113	46	159	444
1989	154	103	257	120	51	171	428
1990	139	84	223	123	52	175	398
1991	123	88	211	129	52	181	392
1992	83	75	158	135	54	189	347
1993	64	65	129	138	54	192	321
1994	89	63	152	133	58	191	343
1995	82	64	146	126	58	184	330
1996	95	53	148	125	57	182	330
1997	107	55	162	137	59	196	358
1998	134	56	190	156	67	223	413
1999	119	55	174	153	68	221	395
2000	100	48	148	150	69	219	367
2001	95	45	140	135	69	204	344
2002	90	40	130	146	69	215	345
2003	69	34	103	140	69	209	312
2004	68	27	95	140	69	209	304
2005	60	30	90	133	66	199	289
2006	64	29	93	129	67	196	289
2007	58	32	90	129	66	195	285

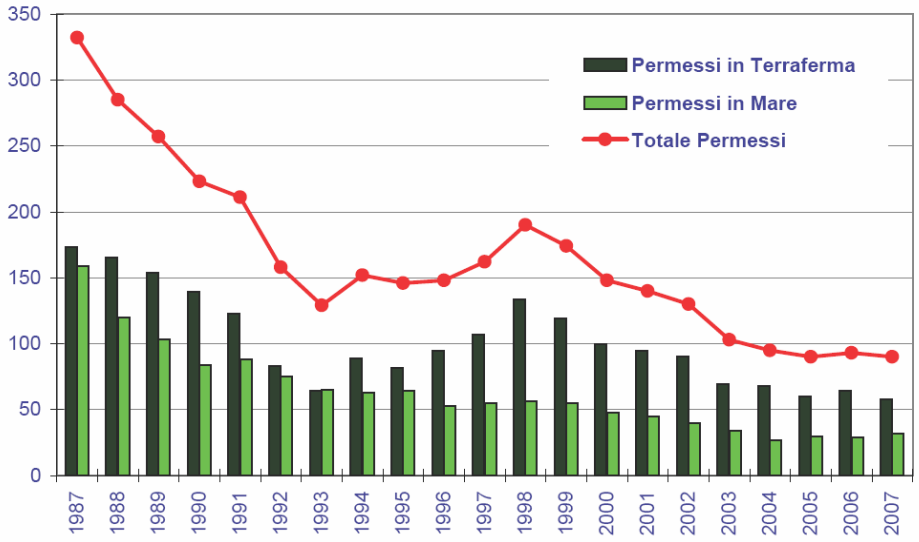


Figura 1.20 – Numero di permessi di ricerca negli anni 1987-2007 (UNMIG, 2008)

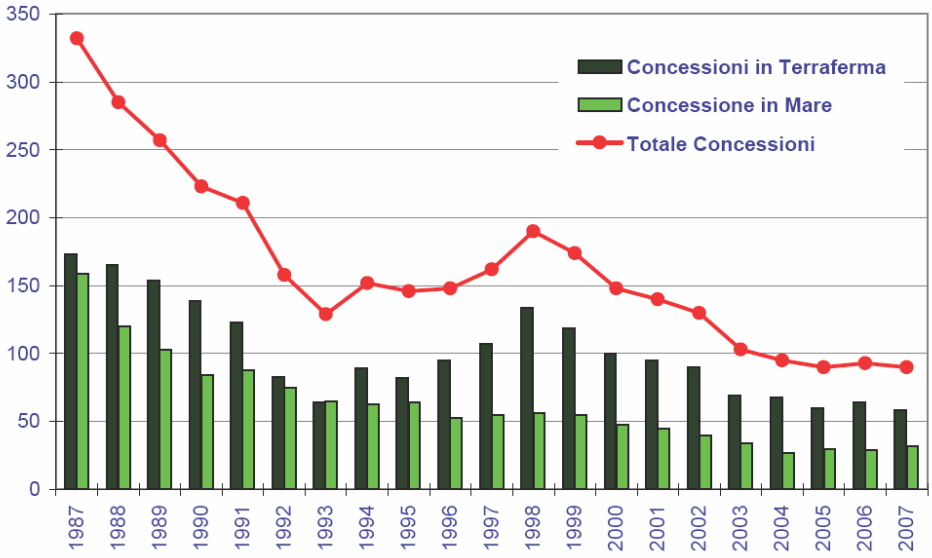


Figura 1.21 – Numero di concessioni di coltivazione negli anni 1987-2007 (UNMIG, 2008)

Figura 1.22 – Ritrovamenti nell'esplorazione negli anni 2000-2007 (UNMIG, 2008)

In terraferma la superficie impegnata dai titoli è pari a circa il 10% del territorio nazionale; le Regioni maggiormente impegnate dai titoli sono Emilia Romagna, Abruzzo, Piemonte, Basilicata, Lombardia, Lazio, Sicilia, Marche.

Storicamente nell'offshore (aree marine poste sotto la giurisdizione nazionale ed aperte alle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi) sono stati perforati fino ad oggi oltre 1.500 pozzi e sono

operanti più di 100 piattaforme. Attualmente la maggior parte dei titoli minerari in mare interessa le zone A e B del Mare Adriatico.

Rispetto all'anno precedente, il totale dei titoli minerari è leggermente diminuito (285 contro 289). Rispetto al 1998 - anno di entrata a regime della disciplina sul "*licensing*" (decreto legislativo n. 625/96) - si osserva un decremento del numero dei titoli di circa il 30%. In particolare, i permessi di ricerca vigenti si sono più che dimezzati.
Recentemente, tuttavia, vi sono stati chiari segnali di un rinnovato interesse alla ricerca, principalmente da parte di piccole imprese ed evidentemente in relazione ai prezzi del petrolio degli ultimi due anni.
Nel corso del 2007 sono state presentate infatti 48 nuove *istanze* di permesso di ricerca (di cui 41 a terra e 7 a mare), che si aggiungono alle 113 presentate negli anni precedenti e tuttora in istruttoria.

Si conferma l'andamento di progressivo declino delle riserve recuperabili di gas. Nel 1991 le riserve estraibili di gas erano valutate in circa 370 miliardi di Sm^3, oggi in meno della metà. Nonostante la riduzione delle produzioni, anche il rapporto fra riserve recuperabili e produzione annuale, che rappresenta la vita residua delle riserve, è in continua riduzione: dai 21 anni del 1991 agli attuali 14.
Si aggrava dunque il problema della mancata ricostituzione delle riserve di gas, ubicate per circa il 68% in mare, in particolare nella zona "A" dell'Adriatico settentrionale, ove si produce circa il 53% del gas.
Le variazioni degli ultimi anni delle riserve di olio appaiono meno preoccupanti: le riserve recuperabili valutate al 31/12/2007 si stimano in circa 116 milioni di tonnellate, valore superiore a quello dell'anno precedente di circa il 6%, dovuto a rivalutazioni specialmente nell'Italia meridionale ed in Sicilia (dove, complessivamente, le riserve recuperabili sono passate da sono passate da 99 milioni nel 2006 a 107 milioni nel 2007).

Tabella 1.13 – Riserve recuperabili di gas per Regione/Zona Marina al 31-12-2007 (UNMIG ,2008)[1]

GAS (Milioni di Sm³)					
	CERTE	PROBABILI	POSSIBILI	RECUPERABILI	%
Nord Italia	4'629	6'334	3'735	8'543	6.7
Centro Italia	2'040	2'116	3'163	3'731	2.9
Sud Italia	20'479	12'795	20'029	30'882	24.1
Sicilia	3'632	1'626	204	4'486	3.5
TOTALE Terra	**30'780**	**22'871**	**27'131**	**47'642**	**37.2**
Zona A	38'728	19'791	44'955	57'615	44.9
Zona B	8'645	8'378	1'475	13'129	10.2
Zona D+F+G	5'648	7'674	1'833	9'852	7.7
TOTALE Mare	**53'021**	**35'843**	**48'263**	**80'595**	**62.8**
TOTALE Italia	**83'801**	**58'714**	**75'394**	**128'237**	**100.0**

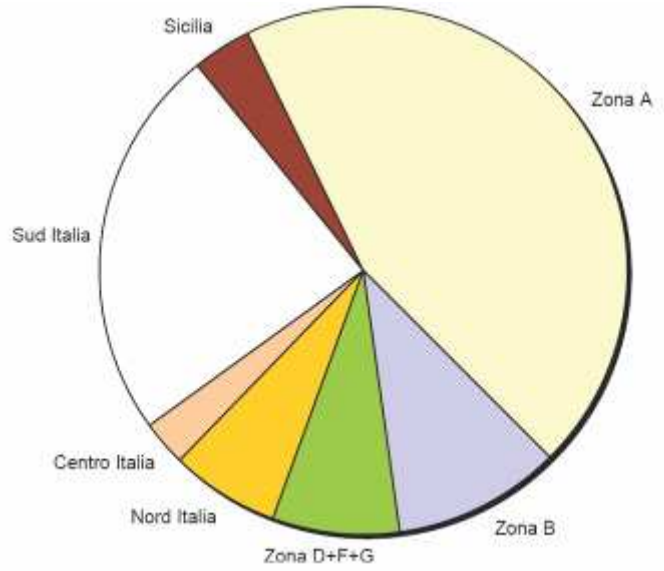


Figura 1.23 – Riserve recuperabili di gas per Regione/Zona Marina al 31-12-2007 (UNMIG ,2008)

Tabella 1.14 – Riserve recuperabili di olio per Regione/Zona Marina al 31-12-2007 (UNMIG ,2008)

OLIO (Migliaia di t)					
	CERTE	PROBABILI	POSSIBILI	RECUPERABILI	%
Nord Italia	1'232	1'485	36	1'982	1.7
Centro Italia	2'001	561	813	2'444	2.1
Sud Italia	50'075	62'616	84'511	98'285	84.7
Sicilia	4'829	5'735	4'676	8'632	7.4
TOTALE Terra	**58'137**	**70'397**	**90'036**	**111'343**	**96.0**
Zona B	1'100	1'900	2'754	2'601	2.2
Zona C	760	797	1'107	1'380	1.2
Zona F	312	699	185	698	0.6
TOTALE Mare	**2'172**	**3'396**	**4'046**	**4'679**	**4.0**
TOTALE Italia	**60'309**	**73'793**	**94'082**	**116'022**	**100.0**

[1] Le Riserve recuperabili sono ricavate come somma delle Certe + il 50% delle Probabili + il 20% delle Possibili. Si fa rilevare che le valutazioni sono caratterizzate da una elevata aleatorietà all'inizio della vita del giacimento. Le rilevazioni successive non hanno una cadenza periodica prestabilita.

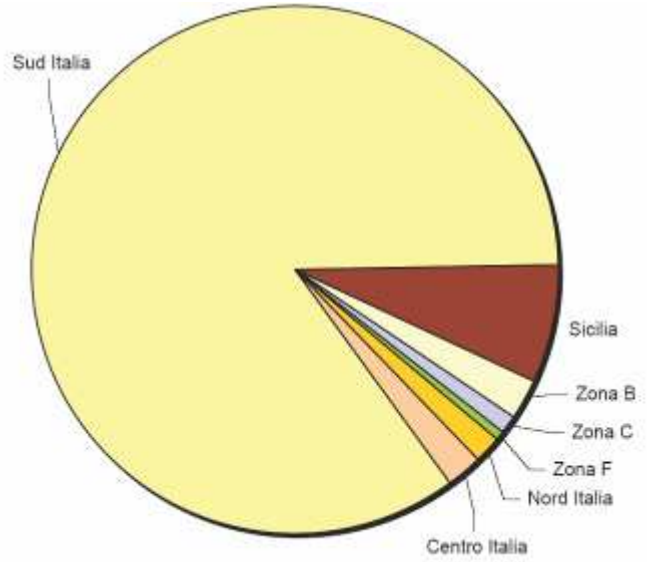


Figura 1.24 – Riserve recuperabili di olio per Regione/Zona Marina al 31-12-2007 (UNMIG ,2008)

Il progetto di sviluppo del Campo Rospo Mare, secondo la classificazione dell'attività mineraria in mare dell'Ufficio Nazionale delle Attività Minerarie, appartiene alla Zona Marina B, le cui caratteristiche sono riportate nella seguente tabella, che si estende nel Mare Adriatico centrale tra il 44° ed il 42° parallelo, ed è delimitata ad ovest dalla linea di costa a bassa marea e ad est dalla linea di delimitazione Italia-Croazia e Italia-Bosnia.

Tale progetto trova coerente collocazione nel trend di crescita che ha assunto negli ultimi anni la produzione di olio della Zona B, con un aumento percentuale del 2007 rispetto al 2006 pari al 40,9% (Tabella 1.11).

Tabella 1.15 – Principali caratteristiche della Zona Marina B (UNMIG ,2008)

TITOLI	n.	kmq
concessioni di coltivazione di idrocarburi	19	3.365,13
permessi di ricerca di idrocarburi	5	1.211,48
Superficie totale nella zona marina		4.576,61

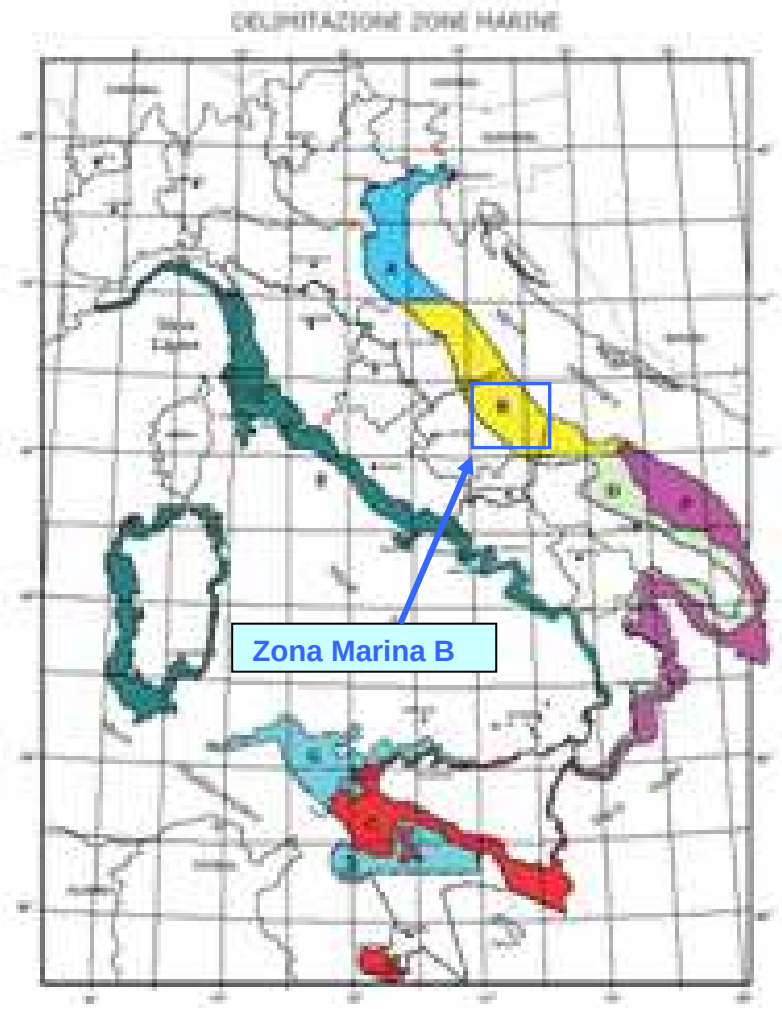


Figura 1.25 – Localizzazione della Zona Marina B (UNMIG, 2008)

1.2 Normativa internazionale di settore

Nei paragrafi seguenti si riporta una disamina dei principali riferimenti normativi internazionali al fine di fornire un quadro completo del panorama economico, energetico ed ambientale internazionale, quali:

- La Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare, che definisce il regime giuridico del tratto di mare interessato dal progetto;
- La Convenzione di ESPOO applicabile ai progetti di nuove opere che interessano più Paesi e per i quali è richiesta una valutazione transfrontaliera dei potenziali effetti sull'ambiente;
- La Convenzione di Barcellona, a cui aderiscono tutti gli stati del Mediterraneo, che contiene il quadro normativo in materia di lotta all'inquinamento e protezione dell'ambiente marino per quanto in vigore;
- La Convenzione di Londra (MARPOL), che costituisce il documento internazionale di riferimento per la prevenzione dell'inquinamento da navi;
- Il Protocollo di Kyoto sulle strategie per la progressiva limitazione e riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera;
- Le Norme Europee per il Mercato interno dell'Energia Elettrica e del Gas con le strategie e le finalità della liberalizzazione del mercato con particolare riferimento agli effetti sul comparto del gas naturale.

1.2.1 Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare

Il diritto internazionale marittimo è delineato dalla Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare (UNCLOS – United Nations Convention on the Law of the Sea) firmata a Montego Bay il 10 Dicembre 1982 e ratificata dall'Italia con Legge 2 Dicembre 1994, n. 689 (in vigore dal 20 Dicembre 1994).

La Convenzione di UNCLOS ha, tra gli altri, lo scopo di proteggere e preservare l'ambiente marino oltre che conservare e gestire le risorse marine viventi e, in particolare all'art. 194, comma 5, inserisce tra le misure di tutela la protezione degli ecosistemi rari o dedicati e gli habitat di specie in diminuzione o in via di estinzione.

In particolare, gli aspetti trattati dalla convenzione riguardano la definizione delle responsabilità degli Stati costieri, degli arcipelaghi, degli stati continentali e la definizione del regime giuridico per le seguenti zone marine:

- Mare Territoriale e Zona Contigua (Parte II):

- Mare Territoriale: i cui limiti (art. 4) sono misurati a partire dalle linee di Base (determinate in conformità con gli articoli 5 e 7) e si estendono in larghezza (art. 3) fino ad un limite non superiore alle 12 miglia nautiche. Lo stato costiero ha diritti sovrani nel mare territoriale, nello spazio aereo sovrastante e nel relativo fondo marino e al suo sottosuolo (art. 2);
- Zona Contigua (art. 33), definita come la zona fino a 24 miglia nautiche dalla linea di Base (12 miglia nautiche dal limite esterno delle acque territoriali). In tale zona lo stato costiero esercita il controllo necessario per prevenire e punire violazioni delle proprie leggi e regolamenti doganali, fiscali, sanitari e di immigrazione.

- Zona Economica Esclusiva - ZEE (Parte V): La ZEE è la zona al di là del mare territoriale e ad esso adiacente (art. 55) e si estende sino le 200 miglia marine dalle linee di base (art. 57). All'interno della ZEE lo Stato costiero gode (art. 56) di:
  - diritti sovrani nelle masse d'acque sovrastanti il fondo marino, sul fondo marino e nel relativo sottosuolo ai fini dell'esplorazione, sfruttamento, conservazione e gestione delle risorse naturali, biologiche o non biologiche, compresa la produzione di energia dalle acque, dalle correnti o dai venti, la giurisdizione in materia di installazione ed uso di isole artificiali o strutture fisse, la ricerca scientifica in mare e la protezione e conservazione dell'ambiente marino.
- Piattaforma Continentale (Parte VI): La Piattaforma Continentale (art. 76), di uno Stato costiero comprende il fondo ed il sottosuolo marini che si estendono al di là del suo mare territoriale attraverso il prolungamento naturale del suo territorio terrestre fino all'orlo esterno del margine continentale, o fino alle 200 miglia nautiche dalle linee di base (dalle quali si misura la larghezza del mare territoriale), nel caso in cui l'orlo esterno del margine continentale si trovi ad una distanza inferiore.
- Alto Mare (Parte VII): Comprende tutte le aree marine non incluse nella zona economica esclusiva, nel mare territoriale o nelle acque interne di uno Stato, o nelle acque arcipelagiche di uno Stato-arcipelago (art. 86).
- Area Internazionale dei Fondi Marini (Parte I – Introduzione e Parte XI – L'Area): è rappresentata dal fondo del mare, degli oceani e relativo sottosuolo, all'esterno dei limiti della giurisdizione nazionale (art. 1) ed é insieme alle sue risorse patrimonio comune dell'Umanità (art. 136).

Va notato che, ad oggi, Italia e Croazia non hanno preso provvedimenti in materia di istituzione di zone economiche esclusive e zone contigue. Secondo l'art. 122 della Convenzione, il Mar Adriatico può definirsi un "mare semichiuso" essendo "un mare circondato da più Stati e

comunicante con un altro mare per mezzo di uno stretto, o costituito, interamente o principalmente dai mari territoriali e dalle zone economiche esclusive di due o più Stati costieri".

L'area interessata dal Campo Rospo Mare ricade all'interno del Mare Territoriale italiano. Lo Stato Italiano ha diritti sovrani nel mare territoriale, nello spazio aereo sovrastante e nel relativo fondo marino e nel sottosuolo. La sovranità sul mare territoriale è esercitata alle condizioni della UNCLOS e delle altre norme del diritto internazionale (art. 2 commi 2 e 3).

Come stabilito dall'art. 21 lo Stato costiero può emanare leggi e regolamenti, conformemente alle disposizioni della UNCLOS e ad altre norme del diritto internazionale, relativamente al passaggio inoffensivo attraverso il proprio mare territoriale, in merito a tutte o a una qualsiasi delle seguenti materie:

a) sicurezza della navigazione e regolamentazione del traffico marittimo;
b) protezione delle attrezzature e dei sistemi di ausilio alla navigazione e di altre attrezzature e installazioni;
c) protezione di cavi e condotte;
d) conservazione delle risorse biologiche del mare;
e) prevenzione delle violazioni delle leggi e dei regolamenti dello Stato costiero relativi alla pesca;
f) preservazione dell'ambiente dello Stato costiero e prevenzione, riduzione e controllo del suo inquinamento;
g) ricerca scientifica marina e rilievi idrografici;
h) prevenzione di violazioni delle leggi e regolamenti doganali, fiscali, sanitari o di immigrazione dello Stato costiero.

1.2.2 Convenzione di Barcellona

La protezione del Mare Mediterraneo contro l'inquinamento è sancita dalla Convenzione di Barcellona, adottata il 16 Febbraio 1976 ed entrata in vigore il 12 Febbraio del 1978 il cui scopo è stato quello di formalizzare il quadro legislativo del Piano di Azione per il Mediterraneo (MAP - Fase I) stipulato a Barcellona nel 1975 e che divenne il primo piano riconosciuto come Programma dei Mari regionali sotto l'egida dell'UNEP (Programma per l'Ambiente delle Nazioni Unite). Tale Piano aveva inizialmente come obiettivi principali l'assistenza agli Stati del Mediterraneo limitatamente alle attività di controllo dell'inquinamento marino, all'attuazione di politiche ambientali, al miglioramento della capacità dei governi, nell'identificare modelli di sviluppo alternativi e ottimizzare le scelte per lo stanziamento delle risorse.

Successivamente la Convenzione, a cui attualmente hanno aderito tutti i 21 Stati del Mediterraneo e l'Unione Europea, è stata modificata durante la conferenza intergovernativa tenutasi a Barcellona il 10 Giugno 1995 e resa pubblica come *"Convenzione per la protezione dell'ambiente marino e della regione costiera del Mediterraneo"*, MAP - Fase II (entrata in vigore il 9 Luglio 2004). L'obiettivo di tale ratifica è stato quello di adeguare la Convenzione all'evoluzione della disciplina internazionale in materia di protezione ambientale, impegnando le parti contraenti a promuovere programmi di sviluppo sostenibile.

L'Italia ha ratificato la Convenzione con Legge 11 Gennaio 1979, n. 30 e, successivamente, con la Legge 27 Maggio 1999, n.175 *"Ratifica ed esecuzione dell'Atto finale della Conferenza dei plenipotenziari sulla Convenzione per la protezione del Mar Mediterraneo dall'inquinamento, con relativi protocolli, tenutasi a Barcellona il 9 e 10 Giugno 1995"*.

La Convenzione ed i sei protocolli che ha originato costituiscono ciò che è noto come Sistema di Barcellona: il quadro giuridico del MAP, ancora in fase di ratifica. Difatti dei sei protocolli solo due attualmente sono in vigore e pertanto diventati leggi nazionali:

- **Protocollo SPA** (Specially Protected Areas) e **Biodiversità** (dal 12 Dicembre 1999) - relativo alle zone particolarmente protette e di diversità biologica nel Mediterraneo;
- **Protocollo Emergenze** (Prevention and Emergency) (dal 17 Marzo 2004) - riguardante la Cooperazione nella prevenzione all'inquinamento prodotto da navi, in casi d'emergenza e nella lotta all'inquinamento del Mar Mediterraneo.

Le leggi nazionali precedenti in applicazione dei due protocolli di cui sopra, sono rispettivamente la Legge 979/1982 (Disposizioni per la difesa del mare), la Legge 394/1991 (Legge quadro aree protette) e la Legge 349/1986 (Istituzione del Ministero dell'ambiente e norme in materia di danno ambientale).

Il **Protocollo Immersione (Dumping)** - per la prevenzione e l'eliminazione dell'inquinamento del Mar Mediterraneo derivante da scarichi di imbarcazioni ed aerei o per incenerimento in mare, di particolare interesse in relazione al progetto proposto, non è tuttavia in vigore per il mancato raggiungimento del numero necessario di ratifiche.

1.2.3 Convenzione di Londra

La convenzione di Londra del 2 Novembre 1973, successivamente modificata ed emendata dal Protocollo del 1978, può essere considerata il documento internazionale di riferimento per la prevenzione dell'inquinamento da navi (MARPOL 73/78).

La convenzione definisce norme per la progettazione delle navi e delle loro apparecchiature, stabilisce il sistema dei certificati e dei controlli e richiede agli stati di provvedere per le aree di

raccolta e per l'eliminazione dei rifiuti oleosi e dei prodotti chimici. Il trattato riguarda tutti gli aspetti tecnici dell'inquinamento ad eccezione dello scarico dei rifiuti nel mare. Si applica a tutte le categorie di navi, ma non all'inquinamento dovuto all'esplorazione e allo sfruttamento delle risorse minerarie del fondo marino.

Questa convenzione è corredata da sei allegati:

- prevenzione dall'inquinamento da sostanze oleose (Allegato I), entrato in vigore il 2 Ottobre 1983 (l'emendamento del 2004 a tale allegato è in vigore dal 1° Gennaio 2007);
- controllo dell'inquinamento da sostanze liquide dannose trasportate alla rinfusa (Allegato II), in vigore dal 6 Aprile 1987 (l'emendamento del 2004 a tale allegato è in vigore dal 1° Gennaio 2007);
- prevenzione dell'inquinamento da sostanze dannose trasportate in mare in colli o in contenitori, cisterne mobili, camion-cisterna, vagoni-cisterna (Allegato III), in vigore dal 1 Luglio 1992;
- prevenzione dell'inquinamento da acque di scarico provenienti da navi (Allegato IV), in vigore dal 27 Settembre 2003 (l'emendamento del 2004 è in vigore dal 1° Agosto 2005);
- prevenzione dell'inquinamento da rifiuti delle navi (Allegato V), in vigore dal 31 Dicembre 1988;
- prevenzione dell'inquinamento atmosferico prodotto ad navi (Allegato VI), in vigore dal 19 Maggio 2005 (ratificato dall'Italia con Legge 6 Febbraio 2006 N. 57: "Adesione al Protocollo del 1997 di emendamento della Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi del 1973, come modificata dal Protocollo del 1978, con Allegato VI ed Appendici, fatto a Londra il 26 settembre 1997").

La convenzione individua anche una serie di aree speciali, incluso il Mediterraneo, soggette a particolari prescrizioni e limitazioni degli scarichi.

L'Italia ha ratificato e dato esecuzione alla convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi con la Legge 29 Settembre 1980, n. 662 (Marpol 73). Successivamente, con Legge 4 Giugno 1982, n. 438 ha aderito e dato esecuzione ai protocolli relativi alle convenzioni internazionali, e ai rispettivi allegati (Marpol 78).

L'attuazione del regime di prevenzione stabilito dalla convenzione di MARPOL è avvenuto con la Legge 31 Dicembre 1982, n. 979 sulla Difesa del Mare che vieta "a tutte le navi" di versare idrocarburi o altre sostanze nocive nelle acque territoriali o interne del nostro Paese. La stessa legge impone anche alle navi italiane di non scaricare in mare tali sostanze anche al di fuori delle acque territoriali italiane.

Con particolare riferimento al progetto in esame, nell'Annesso V, Allegato I, Norma 21 della Legge 662/1980 (requisiti speciali per piattaforme di perforazione ed altre piattaforme), si riporta che le piattaforme di perforazione fisse e galleggianti impegnate nella perforazione e coltivazione delle risorse minerarie presenti al di sotto dei fondali marini e altre tipologie di piattaforme devono rispettare le prescrizioni previste per navi non petroliere con tonnellaggio maggiore o uguale a 400 tonnellate. Per tali tipi di navi, l'Annesso V, Allegato I, Norma 21 – lettera c) ammette lo scarico a mare di idrocarburi o di miscele di idrocarburi all'interno della aree speciali e per un contenuto di idrocarburi, senza diluizioni, non superiore a 15 ppm.

Nell'Annesso AF, l'Allegato IV (Norme 2 e 8) norma il trattamento delle acque usate e consente lo scarico diretto a mare previa trattamento (triturazione e disinfezione) mediante un dispositivo di trattamento approvato e certificato.

Nell'annesso AH, l'Allegato V norma lo scarico dei rifiuti solidi, in particolare vieta lo scarico dei materiali plastici e disciplina lo smaltimento di tali rifiuti sulla base delle caratteristiche e della zona interessata (fuori zona speciale/dentro zona speciale). Nel caso del Campo Rospo Mare, essendo localizzata all'interno di una "zona speciale"[1], conformemente a quanto stabilito dalla convenzione nessun rifiuto verrà scaricato a mare (materiale plastico, materiale galleggiante per rivestimenti ed imballaggi, carta, stracci, metalli, bottiglie, terraglie e scarti simili sia triturati che non, Norma 5-2a), ma trasportato alla base portuale di Ortona.

L'Allegato VI (Inquinamento Atmosferico - controllo delle emissioni di NO_x e SO_x) fissa:

- nella norma 13 i limiti delle emissioni di NOx per i motori diesel;
- nella norma 14 i limiti del contenuto di zolfo nell'olio combustibile pari a 4,5% in peso e delle emissioni di SO_x in particolari aree (Mar Baltico e altre aree non ancora definite), nonché i limiti del contenuto di zolfo nel combustibile pari a 4,5%.

1.2.4 Protocollo di Kyoto

Nel 1997 è stato siglato il Protocollo di Kyoto, ufficialmente entrato in vigore il 16 Febbraio 2005, che prevede una progressiva limitazione e riduzione delle emissioni in atmosfera dei gas ad effetto serra (anidride carbonica - CO_2, metano – CH_4, protossido di azoto – N_2O, fluorocarburi idrati - HFC, perfluorocarburi - PFC, esafloruro di zolfo SF_6) da parte dei Paesi firmatari (mediamente del 5% rispetto a quelle del 1990 – anno base) nell'arco temporale 2008-2012.

[1] Il mar Mediterraneo, il mar Baltico, il mar Rosso ed il mar Nero sono classificati come zone speciali in quanto particolarmente vulnerabili dal punto di vista del potenziale inquinamento da scarico di sostanze oleose secondo la convenzione di Marpol.

In particolare, l'Unione Europea si impegna ad una riduzione dell'8%, mediante una serie di interventi nel settore energetico incentivando, tra gli altri, l'utilizzo di combustibili il cui utilizzo genera una minore quantità di anidride carbonica e promuovendo iniziative volte ad elevare l'efficienza energetica.

Per raggiungere gli obiettivi prefissati a livello europeo, la riduzione delle emissioni è stata ripartita tra i diversi paesi europei, assegnando all'Italia un obiettivo di diminuzione del 6,5% entro il 2010 rispetto alle emissioni del 1990 (corrispondenti ad una riduzione effettiva di circa 100 milioni di tonnellate - equivalenti di anidride carbonica).

Il protocollo prevede anche lo scambio (acquisto e vendita) di quote di emissione di questi gas, a tal proposito la Comunità Europea ha emanato la Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio "*che istituisce un sistema di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio"*.

Il Parlamento Italiano ha ratificato il Protocollo di Kyoto con la Legge n. 120 del 1 Giugno 2002. In coerenza con l'art. 2, comma 1, della Legge, il Ministero dell'Ambiente ha presentato al CIPE il "Piano d'Azione Nazionale per la Riduzione delle Emissioni dei Gas Serra e l'Aumento del loro Assorbimento al Minor Costo". Da cui la delibera CIPE del 19 Dicembre 2002, n.123: "Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra", già delibera CIPE n. 137/1998.

1.2.5 Norme europee per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas

Con le Direttive 2003/54/CE (*"Norme Comuni per il Mercato Interno dell'Energia Elettrica e che abroga la Direttiva 96/92/CE"*) e 2003/55/CE (*"Norme Comuni per il Mercato Interno del Gas Naturale e che abroga la Direttiva 98/30/CE"*), del 26 Giugno 2003, l'Unione Europea ha cercato di accelerare e migliorare i processi di liberalizzazione del mercato in atto, attraverso due differenti ordini di provvedimenti.

Sono state infatti introdotte misure finalizzate ad avviare un processo di liberalizzazione progressiva della domanda, per consentire a tutte le imprese di beneficiare dei vantaggi della concorrenza, a prescindere dalla loro dimensione, al fine di ridurre i prezzi anche per i consumatori domestici e di giungere ad un'effettiva parità delle condizioni praticate in tutti gli stati UE, al fine di creare effettivamente un unico ed integrato mercato comune. All'interno delle due direttive sono inoltre contenute una serie di misure finalizzate al miglioramento strutturale dei mercati del gas naturale e dell'energia elettrica, con una fondamentale regolazione dell'accesso dei terzi alle infrastrutture stesse, basato su tariffe pubblicate e non discriminatorie e sulla separazione fra i gestori dell'infrastruttura ed gli erogatori dei servizi.

Attualmente in Italia permane in vigore il Decreto Legislativo 23 Maggio 2000, n. 164 che recepisce la Direttiva 98/30/CE (per dettagli si rimanda al paragrafo 1.3.4), che definisce le finalità della liberalizzazione del mercato interno del gas naturale e le norme sul riordino del settore, in quanto la Direttiva 2003/55/CE non è stata ancora recepita.

A tal proposito, con Legge 18 Aprile 2005, n. 62 art. 16, comma 1, al fine di completare il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale, il Governo era[1] stato delegato ad adottare, entro un anno dalla data di entrata in vigore di tale legge e con le modalità di cui all'art. 1 della stessa, *"uno o più decreti legislativi per dare attuazione alla Direttiva 2003/55/CE"* e *"per integrare e aggiornare conseguentemente le disposizioni vigenti concernenti tutte le componenti rilevanti del sistema del gas naturale, nel rispetto dei principi e criteri direttivi ivi indicati"* (art. 16).

[1] La delega è scaduta: per dettagli si rimanda al § **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

1.3 Normativa nazionale di settore

Nel seguito si riportano alcuni strumenti normativi di rilevanza nazionale, selezionati per la loro attinenza con il progetto in esame e, in particolare:

- il Piano Energetico Nazionale (PEN) che dal 1988 ad oggi ha fornito le principali linee guida per la gestione del settore energetico italiano, fissandone gli obiettivi energetici di lungo termine (oltre a diverse leggi successive di attuazione);
- la Conferenza Nazionale per Energia e l'Ambiente che ha definito un nuovo approccio nella politica energetico-ambientale;
- la Carbon Tax che costituisce il principale strumento fiscale italiano per l'incentivazione all'utilizzo di prodotti energetici a basso contenuto di carbonio (gas naturale e petrolio) e, conseguentemente, la cui combustione provoca una minore emissione di gas serra;
- la Legge Obiettivo (Legge 443/2001) sulle procedure di valutazione e di approvazione dei progetti di infrastrutture e di insediamenti produttivi e la relativa Delibera CIPE N. 121 del 21 Dicembre 2001;
- la Legge 23 Agosto 2004, n. 239 (Legge Marzano o Energia) che prevede il riordino del settore energetico nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;
- la legge Comunitaria 2004 che riporta le disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità Europea, con particolare riferimento agli aspetti relativi alla politica energetica nazionale.

1.3.1 Piano Energetico Nazionale

Il 10 Agosto 1988 è stato approvato il Piano Energetico Nazionale (PEN) che ha fissato gli obiettivi di lungo periodo della politica energetica in Italia, basati principalmente sul risparmio energetico e sulla riduzione della dipendenza energetica dall'estero. Tutti gli strumenti normativi in ambito energetico successivi al 1988 hanno perseguito ed integrato le indicazioni contenute in tale atto.

Nonostante il PEN sia un documento ormai datato ed in attesa di aggiornamento, soprattutto in considerazione dei grandi cambiamenti nel quadro istituzionale e nel mercato economico Italiano, anche per effetto della crescente importanza ed influenza di una comune politica energetica a livello europeo, rimangono tuttavia pienamente attuali gli obiettivi e le priorità energetiche di lungo periodo da esso individuati.

In particolare, il piano individua e promuove i seguenti aspetti:

- competitività del sistema produttivo e sviluppo delle risorse nazionali;
- riduzione della dipendenza dall'estero;
- diversificazione delle fonti e delle provenienze geopolitiche;
- uso razionale dell'energia;
- protezione dell'ambiente e della salute dell'uomo;
- risparmio energetico.

Con particolare riferimento al settore degli idrocarburi liquidi, è indicativo rilevare che uno degli obiettivi strategici del PEN è *"la diversificazione nell'uso delle varie fonti di importazione e la diversificazione geografica e politica delle aree di approvvigionamento, per la riduzione della vulnerabilità del paese di fronte ad una dipendenza energetica dall'estero destinata a rimanere comunque alta"*.

Lo sviluppo di giacimento offshore per l'estrazione di petrolio è pertanto coerente con gli obiettivi strategici della politica energetica nazionale, in particolare per quanto riguarda l'incremento della produzione nazionale di petrolio e relativo miglioramento del bilancio energetico nazionale con conseguente riduzione della dipendenza energetica dall'estero.

In attuazione del PEN, la Legge n. 9 del 9 Gennaio 1991 *"Norme per l'attuazione del Nuovo Piano Energetico Nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, auto produzione e disposizioni fiscali"*, disciplina appunto il settore idroelettrico, geotermico, degli idrocarburi, incentivando l'autoproduzione di energia elettrica e la realizzazione di nuovi elettrodotti.

Con tale legge vengono introdotte una serie di agevolazioni finanziarie per incentivare lo sviluppo di tecnologie, processi e prodotti innovativi a ridotto tenore inquinante e a maggior sicurezza ed efficienza energetica nel settore della lavorazione, trasformazione, raffinazione, vettoriamento e stoccaggio delle materie prime energetiche, allo scopo di promuovere il risparmio energetico e la salvaguardia ambientale. In particolare la legge riporta:

- norme per gli impianti idroelettrici e per gli elettrodotti (Titolo I, articoli 1 e 2);
- norme relative al settore degli idrocarburi e della geotermia, con particolare riferimento a:
    - ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare territoriale e sulla piattaforma continentale (Titolo II, Capo I, articoli da 3 a 14),
    - ricerca e coltivazione geotermica (Titolo II, Capo II, art. 15),
    - nuove norme in materia di lavorazione di oli minerali e autorizzazione di opere minori (Titolo II, Capo III, articoli da 16 a 19),

- norme per gli autoproduttori e per le imprese elettriche degli Enti Locali (Titolo III, articoli da 20 a 24),
- disposizioni fiscali (Titolo IV, articoli da 25 a 32),
- disposizioni finanziarie e finali (Titolo V, articoli da 33 a 35).

Con riferimento al progetto di sviluppo del Campo Rospo Mare relativo alla perforazione di 3+1 pozzi nell'Adriatico centrale, la disciplina relativa alle concessioni di coltivazione è riportata all'art. 9 della Legge (e nell'art. 3 del D.P.R. 526/1994).

In particolare, al comma 1 del suddetto articolo, è stabilito che *"al titolare del permesso che, in seguito alla perforazione di uno o più pozzi, abbia rinvenuto idrocarburi liquidi o gassosi è accordata la concessione di coltivazione se la capacità produttiva dei pozzi e gli altri elementi di valutazione geo-mineraria disponibili giustificano tecnicamente ed economicamente lo sviluppo del giacimento scoperto"*.

Come già previsto all'art. 6, comma 11 per i permessi di ricerca, anche alle concessioni di coltivazione si applica lo stesso criterio di revoca dei permessi qualora sussistano gravi motivi attinenti al pregiudizio di situazioni di particolare valore ambientale o archeologicomonumentale, anche su istanza di pubbliche amministrazioni o di associazioni di cittadini ai sensi dell'art. 2 della Legge 7 Agosto 1990, n. 241.

La Legge stabilisce, inoltre, che l'area della concessione sia tale da consentire *"il razionale sviluppo del giacimento scoperto"* e che *"all'istanza di concessione venga allegato il programma di sviluppo del giacimento stesso"*. Su richiesta dei titolari dei permessi, può essere accordata un'unica concessione di coltivazione su un'area ricadente su due o più permessi adiacenti, quando ciò corrisponda alle esigenze di razionale sviluppo del giacimento scoperto. Per le stesse esigenze, la concessione può estendersi ad aree non coperte da vincolo minerario.

In base all'art. 4, come modificato dall'art. 26, Legge 31 Luglio 2002, n. 179 (Disposizioni in materia ambientale), la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi risulta vietata solo nelle acque del Golfo di Napoli, del Golfo di Salerno e delle Isole Egadi, fatti salvi i permessi, le autorizzazioni e le concessioni in atto, nonché nelle acque del Golfo di Venezia, nel tratto di mare compreso tra il parallelo passante per la foce del fiume Tagliamento e il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po.

1.3.2 Conferenza nazionale per energia e l'ambiente

Nel Novembre del 1998 si è tenuta a Roma la "Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente", che ha costituto un passo importante nella definizione del nuovo approccio alla politica energetico-ambientale.

A partire dalla definizione del PEN, a livello Nazionale si è sviluppato un progressivo approccio di tipo integrato tra aspetti energetici e problematiche ambientali. Si è infatti iniziato ad associare alle finalità prettamente energetiche (sicurezza degli approvvigionamenti, valorizzazione delle risorse nazionali, competitività del settore) anche obiettivi prettamente ambientali quali la salvaguardia dell'ambiente locale e globale, il miglioramento del rendimento anche attraverso la limitazione degli sprechi, la razionalizzazione dell'uso delle risorse.

Un ulteriore importante cambiamento segnato dalla Conferenza riguarda il passaggio da una politica energetica di tipo comando-controllo ad una di tipo partecipativo che favorisce la convergenza degli interessi individuali verso quelli collettivi, necessaria premessa per la sottoscrizione di accordi volontari, settoriali o specifici che costituiscono il principale nuovo strumento della politica energetica attuale. Il "Patto per l'Energia e l'Ambiente", sottoscritto a Roma durante tale Conferenza, che ha appunto come interlocutori le amministrazioni centrali e locali, le parti sociali, gli operatori e gli utenti, individua le regole e gli obiettivi generali di un costruttivo ed innovativo rapporto tra le parti in sei indirizzi prioritari che inquadrano il percorso attuativo della nuova politica energetica:

- cooperazione internazionale;
- apertura della concorrenza del mercato energetico;
- coesione sociale;
- concertazione;
- competitività, qualità, innovazione e sicurezza;
- informazione e servizi.

In questo contesto, il progetto proposto di perforare 3+1 pozzi da una piattaforma esistente per l'estrazione di olio greggio risulta pienamente coerente con quanto sancito dalla Conferenza per quanto riguarda la diversificazione geografica e politica delle aree di approvvigionamento.

1.3.3 Carbon Tax

La Carbon Tax è uno strumento fiscale introdotto con la Legge Finanziaria del 1999 (Legge 448/1998) che prevede una diversificazione della pressione fiscale sui combustibili fossili in relazione al quantitativo di anidride carbonica equivalente (o dei gas ad effetto serra) emesso durante il processo di combustione.

La logica del nuovo tributo è quella di incentivare l'uso di prodotti energetici a basso contenuto dei gas serra o di emissioni equivalenti di CO_2 (per es. da combustione da metano) rispetto a quelli ad alto contenuto (da combustione del carbone) coerentemente all'impegno sottoscritto dal governo italiano a Kyoto sulla riduzione delle emissioni dei gas serra.

Oltre alla già citata incentivazione all'uso di combustibili che riducano le emissioni dei gas serra, obiettivi della Carbon Tax sono l'incentivazione di iniziative volte ad elevare l'efficienza energetica e l'implementazione delle fonti energetiche rinnovabili.

La Carbon Tax rappresenta un approccio innovativo ed in sintonia con una possibile riforma "verde" dell'intero sistema fiscale. Il nuovo sistema di tassazione stabilisce, infatti, aliquote obiettivo per le accise sugli oli minerali, differenziate a seconda del prodotto energetico e del settore di utilizzo dello stesso (maggiormente penalizzanti per i prodotti a maggior emissione di CO_2 equivalente).

1.3.4 Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici

Con Legge 443/2001 *"Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici ed altri interventi per il rilancio delle attività produttive"*, nota come "Legge Obiettivo" - dovendo il Governo *(art. 1, comma 1 come sostituito dall'art. 13, comma 3 della Legge N. 166/02, e poi modificato dall'art. 4, comma 151, della Legge N. 350/03) individuare infrastrutture pubbliche e private ed insediamenti produttivi strategici di preminente interesse nazionale da realizzare per la modernizzazione e lo sviluppo del Paese – è stata data delega al Governo (art. 1, comma 2) di emanare entro 12 mesi dall'entrata in vigore della presente legge, uno o più decreti legislativi volti a definire un quadro normativo finalizzato alla celere realizzazione delle infrastrutture e degli insediamenti individuati ai sensi del comma 1, a tal fine riformando le procedure per la valutazione di impatto ambientale (VIA) e l'autorizzazione integrata ambientale, limitatamente alle opere di cui al comma 1… omissis… introducendo un regime speciale in deroga a…omissis…, nel rispetto di determinati principi e criteri direttivi (lettere da a) a o) omissis).*

L'individuazione di tali infrastrutture e degli insediamenti strategici (art.1, comma 1, secondo periodo) avviene attraverso un programma predisposto dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (d'intesa con i Ministeri competenti, le Regioni o le Province autonome interessate, previo parere del CIPE e previa intesa della Conferenza Unificata) da inserire nel documento di programmazione economico-finanziaria, con l'indicazione dei relativi stanziamenti.

In attuazione della Legge 443/2001 era stato emanato il D.Lgs. 190/2002 che aveva riformato, nel rispetto della vigente normativa comunitaria in materia, le procedure per la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e l'autorizzazione integrata ambientale delle infrastrutture e degli insediamenti individuati nel programma, introducendo un regime speciale anche in parziale deroga alla legge quadro sui lavori pubblici: il Decreto è stato abrogato dall'art 256, (con decorrenza stabilita dall'art. 257) del D.Lgs. 163/2006 (Codice Appalti).

Per quanto riguarda il settore energetico, ed in particolare le infrastrutture strategiche nel settore del gas, con la Delibera CIPE n. 121 del 21 Dicembre 2001, è stato approvato il "Primo programma delle Infrastrutture strategiche" che individua come strategici per il Paese lo **sviluppo del settore upstream della ricerca e coltivazione di idrocarburi**.

Per contrastare il calo della produzione nazionale, risulta quindi essere di particolare importanza **la realizzazione di infrastrutture per la coltivazione di idrocarburi in terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana, per la messa in produzione di nuovi giacimenti, ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti e per ridurre la dipendenza energetica dall'estero** (all. 4, delibera CIPE n. 121/01).

1.3.5 Legge 23 Agosto 2004, n. 239 (Legge Marzano)

Dopo la redazione del Piano Energetico Nazionale e la Conferenza Nazionale per l'Energia e l'Ambiente, la Legge 23 Agosto 2004, n. 239 *"Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia"* ha fornito un ulteriore impulso alla definizione della politica energetica italiana avviando un complessivo rinnovo della gestione del settore dell'energia.

Tale riforma modifica il quadro normativo di riferimento, fino ad allora definito dai decreti di recepimento delle direttive comunitarie sull'apertura dei mercati (D.Lgs. n. 79/1999 per l'energia elettrica e D.Lgs. n. 164/2000 per il gas) ed introduce i principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e leale collaborazione tra Stato, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, le Regioni e gli Enti Locali.

In particolare, le principali linee di intervento previste sono:

- la ripartizione delle competenze dello Stato e delle Regioni, in relazione alle modifiche introdotte dalla riforma del Titolo V della Costituzione, con l'indicazione dei principi fondamentali per la legislazione regionale nel settore;
- il completamento della liberalizzazione dei mercati energetici, al fine di promuovere la concorrenza e ridurre i prezzi;
- l'incremento dell'efficienza del mercato interno, attraverso procedure di semplificazione e interventi di riorganizzazione del settore;
- l'aumento della diversificazione delle fonti energetiche, anche a tutela della sicurezza degli approvvigionamenti e dell'ambiente.

Con riferimento al progetto di sviluppo del Campo Rospo Mare proposto, nel seguito sono riportati alcuni degli obiettivi della Legge (costituita da un unico articolo con 121 commi), così come indicati al *comma 3* (Obiettivi generali di politica energetica del Paese) della Legge stessa:

- lettera a) garantire sicurezza, flessibilità e continuità degli approvvigionamenti di energia, in quantità commisurata alle esigenze, diversificando le fonti energetiche primarie, le zone geografiche di provenienza e le modalità di trasporto;
- lettera e) perseguire il miglioramento della sostenibilità ambientale dell'energia, anche in termini di uso razionale delle risorse territoriali, di tutela della salute e di rispetto degli impegni assunti a livello internazionale, in particolare in termini di emissioni di gas ad effetto serra e di incremento dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili assicurando il ricorso equilibrato a ciascuna di esse (omissis…);
- **lettera g) valorizzare le risorse nazionali di idrocarburi, favorendone la prospezione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente**;
- lettera m) salvaguardare le attività produttive con caratteristiche di prelievo costanti e alto fattore di utilizzazione dell'energia elettrica, sensibili al costo dell'energia.

Di seguito vengono integralmente riportati i commi che contengono indicazioni aventi specifico riferimento alle attività di ricerca e coltivazione degli idrocarburi:

- comma 2: Le attività del settore energetico sono così disciplinate:
  - lettera c) le attività di distribuzione di energia elettrica e gas naturale a rete, di esplorazione, coltivazione, stoccaggio sotterraneo di idrocarburi, nonché di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica sono attribuite in concessione secondo le disposizioni di legge,
- *comma 7:* Sono esercitati dallo Stato, anche avvalendosi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, i seguenti compiti e funzioni amministrativi:
  - **lettera l) l'utilizzazione del pubblico demanio marittimo e di zone del mare territoriale per finalità di approvvigionamento di fonti di energia,**
  - lettera n) le determinazioni inerenti la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, ivi comprese le funzioni di polizia mineraria, sono adottate, per la terraferma, di intesa con le regioni interessate;
- *comma 62*: l Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministero dell'Interno, con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, promuove, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, uno o più accordi di programma con gli operatori interessati, gli istituti di ricerca e le regioni interessate, per l'utilizzo degli idrocarburi liquidi derivati dal metano;
- *comma 77*: il permesso di ricerca e la concessione di coltivazione degli idrocarburi in terraferma costituiscono titolo per la costruzione degli impianti e delle opere necessari,

degli interventi di modifica, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'esercizio, che sono dichiarati di pubblica utilità. Essi sostituiscono, ad ogni effetto, autorizzazioni, permessi, concessioni ed atti di assenso comunque denominati, previsti dalle norme vigenti, fatto salvo quanto disposto dal Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, n. 624;

- *comma 78:* il permesso e la concessione di cui al comma 77 sono rilasciati a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano le amministrazioni statali, regionali e locali interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 Agosto 1990, n. 241;
- *comma 79*: **la procedura di valutazione di impatto ambientale**, ove richiesta dalle norme vigenti, **si conclude entro il termine di** tre mesi per le attività in terraferma ed entro il termine di **quattro mesi per le attività in mare e costituisce parte integrante e condizione necessaria del procedimento autorizzativo. Decorso tale termine, l'amministrazione competente in materia di valutazione di impatto ambientale si esprime nell'ambito della conferenza di servizi convocata ai sensi della Legge 7 Agosto 1990, n. 241**;
- *comma 81* **nel caso di concessioni di coltivazione, l'istruttoria si conclude entro il termine di sei mesi dalla data di presentazione dello studio di impatto ambientale alle amministrazioni competenti;**
- *comma 82* gli atti di cui al comma 77 indicano le prescrizioni e gli obblighi di informativa posti a carico del richiedente per garantire la tutela ambientale e dei beni culturali. Qualora le opere di cui al comma 77 comportino variazioni degli strumenti urbanistici, il rilascio del permesso o della concessione di cui al medesimo comma 77 ha effetto di variante urbanistica;
- *comma 112* rimangono a carico dello Stato le spese relative alle attività svolte dall'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia per la prevenzione e l'accertamento degli infortuni e la tutela dell'igiene del lavoro negli impianti e nelle lavorazioni soggetti alle norme di polizia mineraria, nonché per i controlli di produzione e per la tutela dei giacimenti.

In sintesi, i principali impatti della legge sulle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi in Italia sono:

- la conferma del regime giuridico di concessione per le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi;

- la valorizzazione delle risorse nazionali di idrocarburi, favorendone la prospezione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente;
- la conferma della **competenza esclusiva dello Stato per le attività offshore**, mentre per la terraferma i compiti e le funzioni amministrative sono esercitati dallo Stato di intesa con le Regioni;
- l'introduzione di un nuovo sistema procedurale semplificato per le istanze di permesso di ricerca e di concessione di coltivazione di idrocarburi che prevede:
    - un procedimento unico,
    - la conferenza di servizi,
    - limiti di tempo per il rilascio del giudizio di compatibilità ambientale (3 mesi per le attività on-shore e 4 per quelle offshore) e per la conclusione dell'istruttoria per il rilascio di permessi e concessioni (6 mesi dalla presentazione del SIA),
    - il permesso e la concessione costituiscono titolo per la costruzione degli impianti e delle opere necessari (pubblica utilità) e sostituiscono, ad ogni effetto, autorizzazioni, permessi, concessioni ed atti di assenso. Hanno effetto di variante urbanistica (per i progetti on-shore);
- l'aggiornamento della normativa per la determinazione delle royalties (aliquote di prodotto) sulla produzione di idrocarburi, anche in coerenza con l'entrata in vigore del Decreto Letta;
- l'introduzione della delega al Governo per l'adozione di Testi Unici in materia di energia, con il riordino della legislazione vigente in materia.

1.4 Riferimenti - Studio di Impatto Ambientale

1.4.1 Art. 18 della legge 11 marzo 1988, n. 67

L'articolo, nell'ambito delle Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato, istituisce, nell'ambito del Servizio valutazione dell'impatto ambientale, una commissione per le valutazioni dell'impatto ambientale, presieduta dal direttore generale competente.

1.5 Riferimenti - Valutazione di Impatto Ambientale

1.5.1 Direttiva CEE 85/337

Tale direttiva (valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati) ha introdotto in Europa la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale.

La Direttiva ha fissato i principi fondamentali della valutazione ambientale secondo cui il documento dovrà descrivere e valutare, in modo appropriato, gli effetti diretti e indiretti di un progetto sui seguenti fattori:

- l'uomo, la fauna e la flora;
- il suolo, l'acqua, l'aria, il clima e il paesaggio;
- i beni materiali ed il patrimonio culturale.

Dovrà inoltre analizzare l'interazione tra di essi.

All'interno della valutazione di Impatto devono essere forniti:

- una descrizione delle caratteristiche fisiche dell'insieme del progetto, delle esigenze di utilizzazione del suolo durante le fasi di costruzione e di funzionamento e delle principali caratteristiche dei processi produttivi;
- una valutazione del tipo e della quantità dei residui e delle emissioni previsti (inquinamento dell'acqua, dell'aria e del suolo, rumore, vibrazione, luce, calore, radiazione, ecc.), risultanti dall'attività del progetto proposto;
- una descrizione sommaria delle principali alternative prese in esame dal committente, con indicazione delle principali ragioni della scelta, sotto il profilo dell'impatto ambientale;
- una descrizione delle componenti dell'ambiente potenzialmente soggette ad un impatto importante del progetto proposto, con particolare riferimento alla popolazione, alla fauna e alla flora, al suolo, all'acqua, all'aria, ai fattori climatici, ai beni materiali, compreso il patrimonio architettonico e archeologico, al paesaggio e all'interazione tra questi vari fattori;
- una descrizione dei probabili effetti rilevanti del progetto proposto sull'ambiente, delle misure previste per evitare, ridurre e se possibile compensare tali effetti negativi del progetto sull'ambiente;
- un riassunto non tecnico delle informazioni trasmesse sulla base dei punti precedenti.

La VIA è stata recepita in Italia con la Legge n. 349 dell'8 luglio 1986 e s.m.i., legge che istituisce il Ministero dell'Ambiente e le norme in materia di danno ambientale.

1.5.2 Legge 22 febbraio 1994, n. 146

L'attuazione direttiva CEE della Legge Comunitaria 1993, regola le disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle comunità europee.

In particolare, l'articolo 39 regolamenta la gestione dei rifiuti normali e speciali. L'articolo 40 definisce, entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge, condizioni, criteri e norme tecniche per l'applicazione della procedura di impatto ambientale ai progetti inclusi nell'allegato II alla direttiva del consiglio 85/337/CEE.

La direttiva stabilisce, inoltre, che, qualora sia previsto il rilascio di altri provvedimenti autorizzativi, oltre la VIA, si procede all'unificazione e all'integrazione dei rispettivi procedimenti.

1.5.3 Direttiva 96/61/CE

La Direttiva IPPC concerne la prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento.

Essa prevede misure volte ad evitare o, eventualmente, ridurre le emissioni, da parte di impianti, nell'aria, nell'acqua e nel terreno, al fine di garantire un livello elevato di protezione dell'ambiente, in accordo con le disposizioni della direttiva 85/337/CEE.

L'autorizzazione prevista dalla normativa riguarda sia impianti esistenti che di nuova costruzione.

La prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento riguardano le attività industriali e agricole ad alto potenziale inquinante. La direttiva istituisce:

- una procedura di domanda, di rilascio e di aggiornamento delle autorizzazioni di esercizio;
- i requisiti minimi da includere in qualsiasi autorizzazione (rispetto degli obblighi fondamentali, valori limite di emissione delle sostanze inquinanti, controllo degli scarichi, riduzione al minimo dell'inquinamento a lunga distanza o transfrontaliero).

1.5.4 Direttiva 97/11/CE

Tale direttiva modifica la direttiva 85/337/CEE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, alla luce dell'esperienza maturata in tale ambito.

Le modifiche che la direttiva 97/11 apporta alla direttiva 85/337 riguardano principalmente l'assoggettamento dei progetti che possono avere un impatto ambientale a un procedimento di autorizzazione e a una valutazione di tale impatto nonché l'armonizzazione dei criteri che gli Stati membri devono utilizzare al fine di determinare se un progetto debba essere sottoposto a tale valutazione o men. Tali criteri sono ora elencati all'allegato III della direttiva modificata.

1.5.5 Legge 15 marzo 1997, n. 59

Tale legge garantisce il conferimento di funzioni e compiti alle regioni ed enti locali, per la riforma della Pubblica Amministrazione e per la semplificazione amministrativa.

Restano esclusi da tale procedura i compiti di rilievo nazionale del sistema di protezione civile, per la difesa del suolo, per la tutela dell'ambiente e della salute.

1.5.6 Decreto Legislativo 31 marzo 1998, n. 112

Il decreto stabilisce il conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59.

Nell'ambito della politica energetica e ambientale, sono fissate dettagliatamente le attività di competenza dello Stato e quelle di competenza delle Regioni.

Agli adempimenti relativi alla valutazione di impatto ambientale (VIA) dei progetti di ricerca e di coltivazione provvedono le regioni, sentiti i comuni interessati, secondo le norme dei rispettivi ordinamenti, a decorrere dall'entrata in vigore delle leggi regionali in materia.

Restano di competenza dello Stato:

- le opere ed impianti il cui impatto ambientale investe piu' regioni;
- le opere e infrastrutture di rilievo internazionale e nazionale;
- gli impianti industriali di particolare e rilevante impatto;
- le opere la cui autorizzazione e' di competenza dello Stato.

1.5.7 Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 7 marzo 2007

Il decreto fornisce le modifiche al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 3 settembre 1999, recante: "Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'articolo 40, comma 1, della legge 22 febbraio 1994, n. 146, concernente disposizioni in materia di valutazione dell'impatto ambientale".

1.5.8 Decreto Legislativo 3 Aprile 2006 n. 152 (Norme in materia ambientale)

Il Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 *"Norme in materia ambientale",* entrato in vigore il 29 aprile 2006, ha portato una profonda trasformazione dalla normativa nazionale sulla tutela dell'ambiente, poiché ha riscritto le regole su valutazione di impatto ambientale, difesa del suolo e tutela delle acque, gestione dei rifiuti, riduzione dell'inquinamento atmosferico e risarcimento dei danni ambientali, abrogando la maggior parte dei previgenti provvedimenti del settore.

La **Parte Seconda** del D.Lgs. 152/2006 disciplina le *Procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale(VIA)e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC)*.

L'art. 23 nel comma 1 lettera a) stabilisce che risultano assoggettati a VIA i progetti di *estrazione in mare di petrolio e gas naturale ai fini commerciali di un quantitativo estratto superiore a 500 tonnellate al giorno per il petrolio e 500.000 m^3 al giorno per il gas naturale* (Allegato III alla Parte Seconda, Elenco A, punto 14.a)).

Il Decreto Legislativo 16 gennaio 2008 n. 4, nell'art. 1 comma 3, sostituisce completamente la Parte Seconda del D. Lgs. 152/2006 e successive modificazione (vedasi § successivo).

La **Parte Quarta** del D. Lgs. 152/2006 contiene *Norme in materia di gestione dei rifiuti e di bonifica dei siti inquinati,* che riguardano il progetto oggetto di studio soprattutto per quanto riguarda la gestione dei rifiuti prodotti dall'attività di perforazione dei 3+1 pozzi dalla piattaforma "Rospo Mare B".

Di seguito vengono riportate le principali prescrizioni della Parte Quarta, attinenti al caso in oggetto.

- La Parte Quarta disciplina la gestione dei rifiuti e la bonifica dei siti inquinati anche in attuazione delle direttive comunitarie sui rifiuti, sui rifiuti pericolosi, sugli oli usati, sulle batterie esauste, sui rifiuti di imballaggio, sui policlorobifenili (PCB), sulle discariche, sugli inceneritoti, sui rifiuti elettrici ed elettronici, sui rifiuti portuali, sui veicoli fuori uso, sui rifiuti sanitari e sui rifiuti contenenti amianto (art. 177, comma 1).
- I rifiuti devono essere recuperati o smaltiti senza pericolo per la salute dell'uomo e senza usare procedimenti o metodi che potrebbero recare pregiudizio all'ambiente e, in particolare (art. 178, comma 2):
    a. senza determinare rischi per l'acqua, l'aria, il suolo, nonché per la fauna e la flora;
    b. senza causare inconvenienti da rumori o odori;
    c. senza danneggiare il paesaggio e i siti di particolare interesse, tutelati in base alla normativa vigente.
- Gli oneri relativi alle attività di smaltimento sono a carico del detentore che consegna i rifiuti ad un raccoglitore autorizzato o ad un soggetto che effettua le operazioni di smaltimento, nonché dei precedenti detentori o del produttore dei rifiuti (art. 188, comma 1).
- Il produttore o detentore dei rifiuti speciali assolve i propri obblighi con le seguenti priorità (art. 188, comma 2):
    a. autosmaltimento dei rifiuti;
    b. **conferimento dei rifiuti a terzi autorizzati ai sensi delle disposizioni vigenti**;
    c. conferimento dei rifiuti ai soggetti che gestiscono il servizio pubblico di raccolta dei rifiuti urbani, con i quali sia stata stipulata apposita convenzione;
    d. utilizzazione del trasporto ferroviario di rifiuti pericolosi per distanze superiori a trecentocinquanta chilometri e quantità eccedenti le venticinque tonnellate;
    e. esportazione dei rifiuti con le modalità previste dall'articolo 194.

- La responsabilità del detentore per il corretto recupero o smaltimento dei rifiuti è esclusa in caso di conferimento dei rifiuti a soggetti autorizzati alle attività di recupero o di smaltimento, a condizione che il detentore abbia ricevuto il formulario di cui all'articolo 193 controfirmato e datato in arrivo dal destinatario entro tre mesi dalla data di conferimento dei rifiuti al trasportatore, ovvero alla scadenza del predetto termine abbia provveduto a dare comunicazione alla provincia della mancata ricezione del formulario. Per le spedizioni transfrontaliere di rifiuti tale termine è elevato a sei mesi e la comunicazione è effettuata alla regione (art. 188, comma 3, lettera b).
- Nel caso di conferimento di rifiuti a soggetti autorizzati alle operazioni di raggruppamento, ricondizionamento e deposito preliminare, indicate rispettivamente ai punti D 13, D 14, D 15 dell'Allegato B alla parte quarta del presente decreto, la responsabilità dei produttori dei rifiuti per il corretto smaltimento e' esclusa a condizione che questi ultimi, oltre al formulario di trasporto di cui al comma 3, lettera b), abbiano ricevuto il certificato di avvenuto smaltimento rilasciato dal titolare dell'impianto che effettua le operazioni di cui ai punti da D 1 a D 12 del citato Allegato B. Le relative modalità di attuazione sono definite con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio che dovrà anche determinare le responsabilità da attribuire all'intermediario dei rifiuti (art. 188, comma 4).
- Chiunque effettua a titolo professionale attività di raccolta e di trasporto di rifiuti, compresi i commercianti e gli intermediari di rifiuti senza detenzione, ovvero svolge le operazioni di recupero e di smaltimento dei rifiuti, nonché le imprese e gli enti che producono rifiuti pericolosi ed i consorzi istituiti con le finalità di recuperare particolari tipologie di rifiuto comunicano annualmente alle Camere di commercio, industria, artigianato e agricoltura territorialmente competenti, con le modalità previste dalla legge 25 gennaio 1994, n. 70, le quantità e le caratteristiche qualitative dei rifiuti oggetto delle predette attività (art. 189, comma 3).
- I soggetti di cui al punto precedente hanno l'obbligo di tenere un registro di carico e scarico su cui devono annotare le informazioni sulle caratteristiche qualitative e quantitative dei rifiuti, da utilizzare ai fini della comunicazione annuale al Catasto. I soggetti che producono rifiuti non pericolosi da lavorazioni industriali, hanno l'obbligo di tenere un registro di carico e scarico su cui devono annotare le informazioni sulle caratteristiche qualitative e quantitative dei rifiuti […] (art. 190).
- I consorzi nazionali per la gestione, raccolta e trattamento degli oli minerali usati, al fine di razionalizzare e organizzare la gestione degli oli minerali usati, da avviare

obbligatoriamente alla rigenerazione tesa alla produzione di oli base, svolgono per tutto il territorio nazionale i seguenti compiti (art. 236):

a. promuovere la sensibilizzazione dell'opinione pubblica sulle tematiche della raccolta;
b. assicurare ed incentivare la raccolta degli oli usati ritirandoli dai detentori e dalle imprese autorizzate;
c. espletare direttamente la attività di raccolta degli oli usati dai detentori che ne facciano richiesta nelle aree in cui la raccolta risulti difficoltosa o economicamente svantaggiosa;
d. selezionare gli oli usati raccolti ai fini della loro corretta eliminazione tramite rigenerazione, combustione o smaltimento […].

La gestione rifiuti è svolta, nell'ambito del progetto di sviluppo del Campo Rospo Mare, nel pieno rispetto delle prescrizioni di legge relative alla Parte Quarta del D. Lgs. 152/2006. Nel Campo si producono principalmente rifiuti speciali non pericolosi (fusti metallici vuoti, fusti in plastica, rottami di ferro, sedimenti solidi da pulizia cisterne navi, imballaggi in legno, fanghi esausti, detriti di perforazione, ecc.) e rifiuti speciali pericolosi (oli esausti, filtri, stracci imbevuti di olio). Tutti i rifiuti vengono raccolti a bordo delle piattaforme e del galleggiante Alba Marina in aree segregate ed opportunamente protette anche contro gli agenti atmosferici (acqua e vento), ove possibile. Per ogni tipo di rifiuto le operazioni di gestione comprendono:

- deposito temporaneo presso piattaforma e nave,
- trasporto via mare, accompagnato da distinta di carico al porto di Ortona;
- registrazione sul registro di carico/scarico presso la base di Ortona (in conformità all'art. 190 del D. Lgs. 152/06)
- conferimento a terzi accompagnato dal formulario di identificazione (i cassonetti dei rifiuti alimentari sono trattati con conferimento diretto).

Il trasporto e lo smaltimento di tutti i rifiuti pericolosi e non pericolosi è effettuato tramite società iscritte all'Albo nazionale dei gestori ambientali (in conformità all'art. 212 del D.Lgs. 152/06).

La **Parte Quinta** del D. Lgs. 152/2006 contiene *Norme in materia di tutela dell'aria e riduzione delle emissioni atmosferiche,* ai fini della prevenzione e dell'inquinamento atmosferico si applica agli impianti ed alle attività che producono emissioni in atmosfera e stabilisce i valori di emissione, le prescrizioni, i metodi di campionamento e di analisi delle emissioni ed i criteri per la valutazione della conformità dei valori misurati ai valori limite.

Il progetto in esame non è sottoposto alla giurisdizione della Parte Quinta, in quanto le emissioni atmosferiche legate alle attività di sviluppo del Campo Rospo Mare sono i fumi di combustione dei motori a gasolio di azionamento dell'impianto di perforazione e dei mezzi navali di supporto alle attività. I motori e i motogeneratori sono, tuttavia, dotati di sistemi di scarico omologati e controllati a cura del fornitore. Il combustibile utilizzato è gasolio per autotrazione, con tenore di zolfo pari allo 0,05% in peso.

1.5.9 D. Lgs. 16 gennaio 2008, n. 4 (Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del d.l. 3 aprile 2006 n. 152)

Il Decreto Legislativo 16 gennaio 2008 n. 4 *"Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del D. Lgs. 3 aprile 2006 n. 152"*, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 29 gennaio 2008 ed entrato in vigore il 13 febbraio 2008 è un correttivo che introduce delle modifiche al Testo Unico Ambientale in materia di VIA /VAS (Valutazione di Impatto Ambientale / Valutazione Ambientale Strategica), acque e rifiuti.

Esso riscrive completamente la Parte Seconda del D. Lgs. 152/2006 per porre rimedio alle violazioni della disciplina dell'Unione Europea relativamente a VIA, VAS, IPPC e introduce i principi fondamentali di: sviluppo sostenibile; prevenzione e precauzione; "chi inquina paga"; sussidiarietà; libero accesso alle informazioni ambientali.

La Parte Seconda del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i., così come modificata dal D. Lgs. n. 4/2008, stabilisce che le strategie di sviluppo sostenibile definiscano il quadro di riferimento per le valutazioni ambientali. Attraverso la partecipazione dei cittadini e delle loro associazioni, queste strategie devono assicurare la dissociazione tra la crescita economica ed il suo impatto sull'ambiente, il rispetto delle condizioni di stabilità ecologica, la salvaguardia della biodiversità ed il soddisfacimento dei requisiti sociali connessi allo sviluppo delle potenzialità individuali quali presupposti necessari per la crescita della competitività e dell'occupazione.

Di seguito vengono riportate le principali prescrizioni del D. Lgs. 4/2008 che riguardano il caso in oggetto, ovvero la predisposizione di uno Studio d'Impatto Ambientale relativo al progetto di sviluppo del Campo Rospo Mare.

- I progetti di *"Prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in mare"* (Allegato II punto 7 del D. Lgs. 4/2008) possono avere impatti significativi sull'ambiente e sul patrimonio culturale, pertanto per questi è richiesta la valutazione d'impatto ambientale in sede statale (*art. 1 comma 3,* sostituzione dell'art. 6 commi 5 e 6 del D. Lgs. 152/2006).

- La valutazione ambientale dei progetti ha la finalità di proteggere la salute umana, contribuire con un migliore ambiente alla qualità della vita, provvedere al mantenimento delle specie e conservare la capacità di riproduzione dell'ecosistema in quanto risorsa essenziale per la vita. A questo scopo, essa individua, descrive e valuta, in modo appropriato, per ciascun caso particolare e secondo le disposizioni del presente decreto, gli impatti diretti e indiretti di un progetto sui seguenti fattori(art. 1 comma 3, sostituzione dell'art. 4 comma 4 del D. Lgs. 152/2006):
    a. l'uomo, la fauna e la flora;
    b. il suolo, l'acqua, l'aria e il clima;
    c. i beni materiali ed il patrimonio culturale ;
    d. l'interazione tra i fattori di cui sopra.
- La valutazione d'impatto ambientale comprende (*art. 1 comma 3,* sostituzione dell'art. 19 comma 1 del D. Lgs. 152/2006):
    1. lo svolgimento di una verifica di assoggettabilità;
    2. la definizione dei contenuti dello studio di impatto ambientale;
    3. la presentazione e la pubblicazione del progetto;
    4. lo svolgimento di consultazioni;
    5. la valutazione dello studio ambientale e degli esiti delle consultazioni;
    6. la decisione;
    7. l'informazione sulla decisione;
    8. il monitoraggio.
- Lo studio di impatto ambientale contiene (*art. 1 comma 3,* sostituzione dell'art. 22 comma 2 del D. Lgs. 152/2006) (Allegato VII dal D. Lgs. 4/2008):
    1. Descrizione del progetto, comprese in particolare:
        a. una descrizione delle caratteristiche fisiche dell'insieme del progetto e delle esigenze di utilizzazione del suolo durante le fasi di costruzione e di funzionamento;
        b. una descrizione delle principali caratteristiche dei processi produttivi, con l'indicazione, per esempio, della natura e delle quantità dei materiali impiegati;
        c. una valutazione del tipo e della quantità dei residui e delle emissioni previsti (inquinamento dell'acqua, dell'aria e del suolo, rumore, vibrazione, luce, calore, radiazione, ecc.) risultanti dall'attività del progetto proposto;

   d. la descrizione della tecnica prescelta, con riferimento alle migliori tecniche disponibili a costi non eccessivi, e delle altre tecniche previste per prevenire le emissioni degli impianti e per ridurre l'utilizzo delle risorse naturali, confrontando le tecniche prescelte con le migliori tecniche disponibili.

2. Una descrizione delle principali alternative prese in esame dal proponente, compresa l'alternativa zero, con indicazione delle principali ragioni della scelta, sotto il profilo dell'impatto ambientale, e la motivazione della scelta progettuale, sotto il profilo dell'impatto ambientale, con una descrizione delle alternative prese in esame e loro comparazione con il progetto presentato.
3. Una descrizione delle componenti dell'ambiente potenzialmente soggette ad un impatto importante del progetto proposto, con particolare riferimento alla popolazione, alla fauna e alla flora, al suolo, all'acqua, all'aria, ai fattori climatici, ai beni materiali, compreso il patrimonio architettonico e archeologico, nonché il patrimonio agroalimentare, al paesaggio e all'interazione tra questi vari fattori.
4. Una descrizione dei probabili impatti rilevanti (diretti ed eventualmente indiretti, secondari, cumulativi, a breve, medio e lungo termine, permanenti e temporanei, positivi e negativi) del progetto proposto sull'ambiente:
   a. dovuti all'esistenza del progetto;
   b. dovuti all'utilizzazione delle risorse naturali;
   c. dovuti all'emissione di inquinanti, alla creazione di sostanze nocive e allo smaltimento dei rifiuti;

   nonché la descrizione da parte del proponente dei metodi di previsione utilizzati per valutare gli impatti sull'ambiente.
5. Una descrizione delle misure previste per evitare, ridurre e se possibile compensare rilevanti impatti negativi del progetto sull'ambiente.

5 bis. Una descrizione delle misure previste per il monitoraggio.

6. La descrizione degli elementi culturali e paesaggistici eventualmente presenti, dell'impatto su di essi delle trasformazione proposte e delle misure di mitigazione e compensazione necessarie.
7. Un riassunto non tecnico delle informazioni trasmesse sulla base dei numeri precedenti.
8. Un sommario delle eventuali difficoltà (lacune tecniche o mancanza di conoscenze) incontrate dal proponente nella raccolta dei dati richiesti e nella previsione degli impatti di cui al numero 4.

Il D. Lgs. 4/2008 apporta nell'art. 2 delle modifiche non sostanziali anche alla Parte Quarta del D.Lgs. 152/2006. In particolare riguardo agli articoli menzionati nel precedente paragrafo, modifiche all'art.236 del D.Lgs. 152/2006 sono riportate al comma 30-nonies dell'art.2.

1.6 Verifica della coerenza con gli strumenti normativi vigenti

Il progetto di sviluppo del Campo ad olio Rospo Mare, che prevede la perforazione di 3+1 nuovi pozzi dalla Piattaforma esistente Rospo Mare B, localizzato nell'Adriatico Centrale all'interno del Mare Territoriale italiano, risulta pienamente coerente con i contenuti della normativa vigente e, in particolare:

- con i provvedimenti di carattere puramente energetico, in quanto il progetto contribuirebbe alla riduzione della dipendenza dell'Italia dagli approvvigionamenti provenienti dall'estero;
- con i provvedimenti di tipo ambientale mirati alla prevenzione e al controllo dell'inquinamento delle navi;
- con le norme nazionali di tutela ambientale soprattutto in relazione alla gestione rifiuti e alle emissioni atmosferiche.

Il progetto di sviluppo del campo Rospo Mare si avvale dell'opzione "Scarico Zero", destinando a trasporto e appropriato smaltimento finale a terra ogni rifiuto prodotto durante l'attività e, pertanto, garantendo un impatto nullo sulla qualità delle acque marine e sui sedimenti nell'intorno del sito.

1.7 La Politica Ambientale di Edison

Edison S.p.a. Business Unit Asset Idrocarburi – Distretto Operativo di Sambuceto è dotato di un sistema di gestione integrato.

In un quadro normativo in continua evoluzione e sempre più complesso, le compagnie petrolifere hanno sviluppato un proprio Sistema di Gestione Ambientale, ritenendo la difesa dell'ambiente come una delle priorità nello sviluppo dei nuovi progetti.

Il Sistema di Gestione Integrato assicura che tutte le attività di estrazione e stoccaggio di idrocarburi siano svolte secondo principi di salvaguardia dell'ambiente e della salute e sicurezza nel rispetto delle disposizioni vigenti, e di ricerca continua del miglioramento delle prestazioni.

Dal 2006, è stato sviluppato un progetto di certificazione, mirato ad integrare il sopra citato sistema di gestione integrato "implicito", sottoposto alla verifica esterna del RINA (Registro Italiano Navale) in accordo con lo standard internazionale ISO 14001.

In particolare, il Sistema di Gestione Integrato di Edison S.p.a. Business Unit Asset Idrocarburi – Distretto Operativo di Sambuceto si fonda sui criteri dei modelli assunti come riferimento, ovvero:

- UNI EN ISO 14001: 2004 – "Sistemi di Gestione Ambientale – Requisiti e guida per l'uso";
- OHSAS 18001:1999 – "Sistemi di gestione della salute e sicurezza dei lavoratori – Specifiche";

Di seguito si fornisce la dichiarazione di intenti del Sistema di Gestione Integrato HSE sottoscritta dalla società.

EDISON B.U. ASSET IDROCARBURI EDISON STOCCAGGIO S.p.A. Distretto Operativo di Sambuceto (CH)	Documenti SGI POLITICA AMBIENTALE E DELLA SICUREZZA	MDI-RGI-019-MTS Revisione 1 del 14/03/2008

In accordo con quanto espresso dalla "Politica per l'Ambiente, la Sicurezza e la Qualità" del gruppo Edison, è stata elaborata la ***Politica Ambientale e della Sicurezza*** **del Distretto Operativo di Sambuceto,** inserito nella Direzione Asset Italia della Business Unit Asset Idrocarburi della Edison S.p.A., e di Edison Stoccaggio S.p.A.

Principi:
Il nostro scopo è di assicurare che le attività di estrazione e stoccaggio di idrocarburi, siano svolte secondo principi di salvaguardia dell'ambiente e della salute e sicurezza nel rispetto delle disposizioni vigenti, e di ricerca continua del miglioramento delle prestazioni.

Impegni:
In tutte le fasi dei nostri processi, dalla produzione allo stoccaggio di idrocarburi, dallo sviluppo delle concessioni minerarie alla dismissione degli impianti, ci impegniamo a tradurre tali principi in azioni concrete:

- *promuovendo l'applicazione di sistemi di gestione integrati ambiente e sicurezza e la registrazione EMAS, in linea con le norme e gli standard internazionali;*
- *definendo, laddove pertinente, documenti di politica di prevenzione degli incidenti rilevanti, attuando relativi sistemi di gestione della sicurezza, e rendendo disponibili le informazioni necessarie per la popolazione e per la predisposizione di piani di emergenza esterni;*
- *valutando con anticipo gli impatti delle attività, dei nuovi processi e delle iniziative di sviluppo delle concessioni attribuiteci, tramite tecnologie che aumentino la disponibilità di idrocarburi e salvaguardino l'ambiente e la sicurezza, con l'intento di far meglio di quanto richiesto dalle disposizioni, laddove ciò sia sostenibile;*
- *valorizzando ed arricchendo il patrimonio di esperienze e conoscenze diffuse, attraverso la formazione e la sensibilizzazione dei dipendenti e del management;*
- *utilizzando fornitori prequalificati relativamente agli aspetti di ambiente e sicurezza, sensibilizzandoli all'uso sostenibile delle risorse e al miglioramento delle proprie prestazioni, coinvolgendoli e responsabilizzandoli laddove forniscono servizi di tipo globale;*
- *cooperando e dialogando con le Associazioni, le Autorità, le Comunità locali e gli altri portatori di interesse, garantendo la massima correttezza e trasparenza nei rapporti e un livello di informazione adeguato a tali interessi;*
- *analizzando costantemente gli incidenti che dovessero verificarsi, tramite un processo volto alla individuazione delle cause profonde al fine di prevenirne il ripetersi;*
- *mantenendo gli ambienti di lavoro salubri ed utilizzando attrezzature e prodotti a basso rischio al fine di tutelare la salute e la sicurezza dei propri dipendenti e dei terzi che accedono agli impianti;*
- *ottimizzando le risorse disponibili e utilizzandole in modo razionale, preferendo materiali e prodotti che comportino il minor impatto possibile e che siano concepiti in modo da contribuire a ridurre lo smaltimento dei rifiuti e favorire il loro recupero;*
- *adottando le migliori tecnologie e prassi disponibili al fine di evitare la contaminazione del mare, dei terreni e delle falde sotterrane, e l'emissione di gas nocivi per la salute e l'ambiente;*
- *garantendo mezzi di trasporto del personale idonei alle attività e alla tipologia del sito interessato, in particolare quando si opera in ambito off-shore.*

Reporting:
I risultati conseguiti saranno oggetto di specifiche attività di comunicazione:

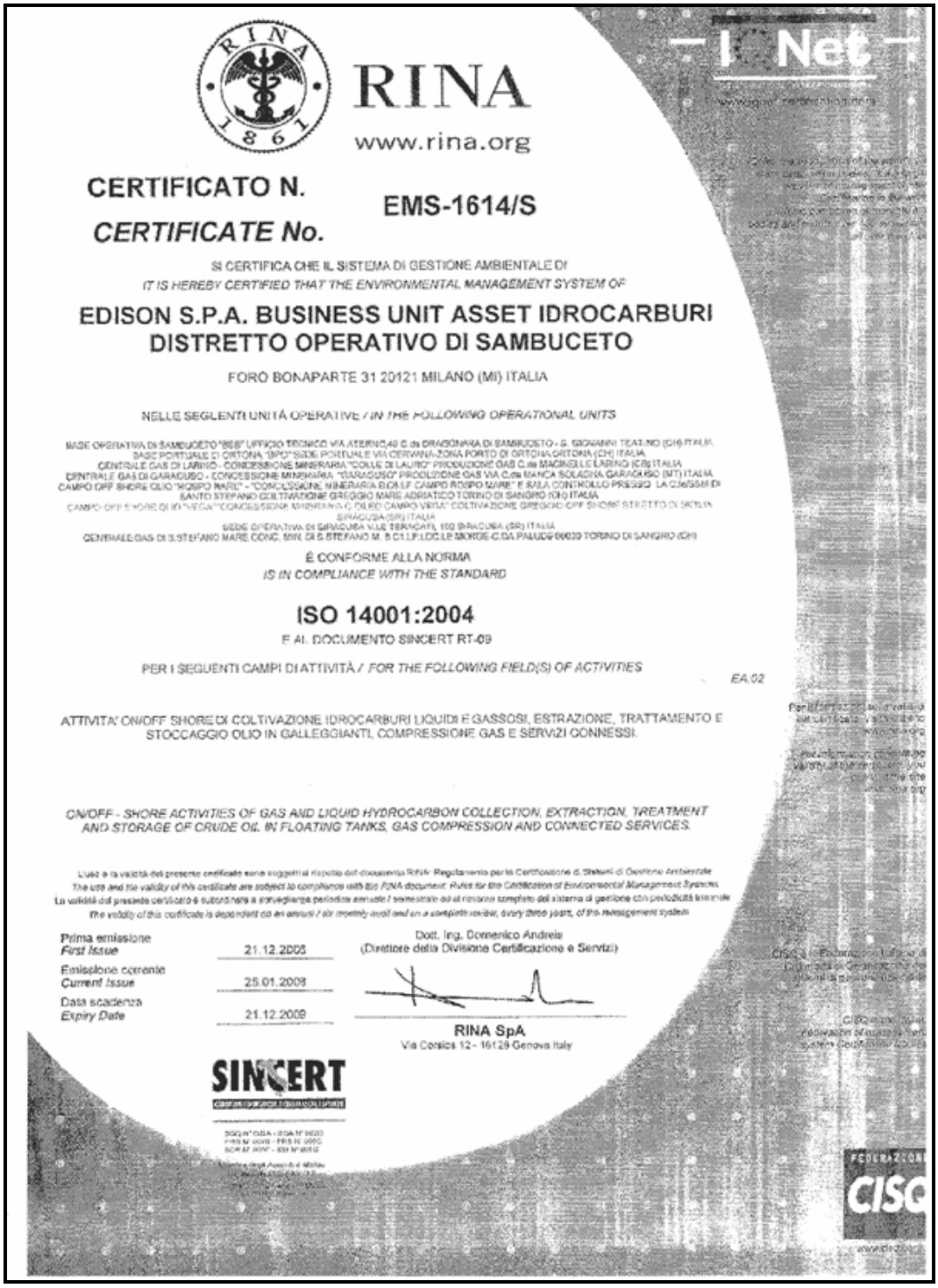
- *divulgando i dati relativi alle nostre prestazioni raccolti durante fasi di riesame del sistema di gestione integrato ambiente e sicurezza e, laddove pertinente, tramite Dichiarazione Ambientale e utilizzo del logo EMAS;*
- *comunicando i risultati del processo di audit;*
- *condividendo le analisi degli incidenti inerenti all'ambiente, alla salute e alla sicurezza*

Il Responsabile della Direzione Asset Italia
Ing. Luigi Cristiano

Il Responsabile Distretto
Ing. Giovanni Di Nardo

1.7.1 Certificazione ISO 14001

Le figure seguenti riportano una copia delle Certificazioni ambientali ISO 14001 ottenuta da Edison S.p.a che attestano come il Distretto Operativo di Sambuceto sia in possesso di un sistema di gestione ambientale che rispetta i requisiti dettati dalla normativa ISO.



RINA

www.rina.org

CERTIFICATO N. EMS-1614/S

CERTIFICATE No.

SI CERTIFICA CHE IL SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE DI

IT IS HEREBY CERTIFIED THAT THE ENVIRONMENTAL MANAGEMENT SYSTEM OF

EDISON S.P.A. BUSINESS UNIT ASSET IDROCARBURI
DISTRETTO OPERATIVO DI SAMBUCETO

FORO BONAPARTE 31 20121 MILANO (MI) ITALIA

NELLE SEGUENTI UNITÀ OPERATIVE / *IN THE FOLLOWING OPERATIONAL UNITS*

È CONFORME ALLA NORMA

IS IN COMPLIANCE WITH THE STANDARD

ISO 14001:2004

E AL DOCUMENTO SINCERT RT-09

PER I SEGUENTI CAMPI DI ATTIVITÀ / *FOR THE FOLLOWING FIELD(S) OF ACTIVITIES*

EA 02

ATTIVITA' ON/OFF SHORE DI COLTIVAZIONE IDROCARBURI LIQUIDI E GASSOSI, ESTRAZIONE, TRATTAMENTO E STOCCAGGIO OLIO IN GALLEGGIANTI, COMPRESSIONE GAS E SERVIZI CONNESSI.

ON/OFF - SHORE ACTIVITIES OF GAS AND LIQUID HYDROCARBON COLLECTION, EXTRACTION, TREATMENT AND STORAGE OF CRUDE OIL IN FLOATING TANKS, GAS COMPRESSION AND CONNECTED SERVICES.

Prima emissione / *First Issue* 21.12.2005

Emissione corrente / *Current Issue* 25.01.2008

Data scadenza / *Expiry Date* 21.12.2009

Dott. Ing. Domenico Andreis
(Direttore della Divisione Certificazione e Servizi)

RINA SpA
Via Corsica 12 - 16129 Genova Italy

SINCERT

RINA

CERTIFICAZIONE DI SISTEMI DI GESTIONE INTEGRATI

CERTIFICATION OF INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEMS

CERTIFICATO N° SGI 042

CERTIFICATE N.

Si certifica che

This is to certify that

EDISON SPA BUSINESS UNIT ASSET IDROCARBURI
DISTRETTO OPERATIVO DI SAMBUCETO

FORO BONAPARTE 31 20121 MILANO (MI) ITALIA

Siti Produttivi
BASE OPERATIVA DI SAMBUCETO "BSB": VIA ATERNO 49 C.da DRAGONARA DI SAMBUCETO - S. GIOVANNI TEATINO (CH) ITALIA
CAMPO OFF SHORE OLIO "VEGA" "CONCESSIONE MINERARIA C.C6.EO CAMPO VEGA": OFF SHORE STRETTO DI SICILIA SIRACUSA (SR) ITALIA
SEDE OPERATIVA DI SIRACUSA V.LE TERECATI, 102 SIRACUSA (SR) ITALIA
BASE PORTUALE DI ORTONA "BPO" VIA CERVANA-ZONA PORTO DI ORTONA ORTONA (CH) ITALIA
CAMPO OFF SHORE OLIO "ROSPO MARE" - "CONCESSIONE MINERARIA B.C8 LF CAMPO ROSPO MARE" E SALA CONTROLLO C/O LA C.le/S.S.M DI SANTO STEFANO MARE ADRIATICO TORINO DI SANGRO (CH) ITALIA
CENTRALE GAS DI GARAGUSO-CONCESSIONE MINERARIA "GARAGUSO" VIA C.da MANCA SOLAGNA GARAGUSO (MT) ITALIA
CENTRALE GAS DI LARINO - CONCESSIONE MINERARIA "COLLE DI LAURO": C.da [illegible]ORIELLE LARINO (CB) ITALIA

Detiene i seguenti certificati RINA di Sistemi di Gestione Ambientale e di Gestione della Sicurezza e della Salute sul Luogo di Lavoro
Holds the following Environmental Management System and Occupational Health and Safety Management System Certificates

CERTIFICATO/*CERTIFICATE*	NORMA DI RIFERIMENTO/*REFERENCE STANDARD*
EMS-1614/S	ISO 14001:2004
OHS-163	OHSAS 18001:1999

Per le seguenti attività
For the following activities

ATTIVITÀ ON/OFF SHORE DI COLTIVAZIONE IDROCARBURI LIQUIDI E GASSOSI, ESTRAZIONE, TRATTAMENTO E STOCCAGGIO OLIO IN GALLEGGIANTI E SERVIZI CONNESSI

ON/OFF - SHORE ACTIVITIES OF GAS AND LIQUID HYDROCARBON COLLECTION, EXTRACTION, TREATMENT AND STORAGE OF CRUDE OIL IN FLOATING TANKS WITH CONNECTED SERVICES.

Il presente documento è valido con le limitazioni riportate sui certificati sopra indicati
This document is valid within the limits indicated in the above certificates

Dott. Ing. Domenico Andreis
(Direttore Certificazione e Servizi Industriali)

Data del rilascio: 9/2/2007
Issued on: 9/2/2007

Emissione corrente: 9/2/2007
Current issue: 9/2/2007

IQNet

THE INTERNATIONAL CERTIFICATION NETWORK

CERTIFICATE

IQNet and its partner

CISQ/RINA

hereby certify that the organization

EDISON S.P.A. BUSINESS UNIT ASSET IDROCARBURI
DISTRETTO OPERATIVO DI SAMBUCETO

FORO BONAPARTE 31 20121 MILANO (MI) ITALIA

in the following operative units

BASE OPERATIVA DI SAMBUCETO "BSB" UFFICIO TECNICO VIA ATERNO 49 C.da DRAGONARA DI SAMBUCETO - S. GIOVANNI TEATINO (CH) ITALIA
BASE PORTUALE DI ORTONA "BPO" SEDE PORTUALE VIA CERVANA-ZONA PORTO DI ORTONA ORTONA (CH) ITALIA
CENTRALE GAS DI LARINO - CONCESSIONE MINERARIA "COLLE DI LAURO" PRODUZIONE GAS C.da MACINELLE LARINO (CB) ITALIA
CENTRALE GAS DI GARAGUSO - CONCESSIONE MINERARIA "GARAGUSO" PRODUZIONE GAS VIA C.da MANCA BOLOGNA GARAGUSO (MT) ITALIA
CAMPO OFF SHORE OLIO "ROSPO MARE" - "CONCESSIONE MINERARIA B.C8.LF CAMPO ROSPO MARE" E SALA CONTROLLO PRESSO LA C.le/SBM DI SANTO STEFANO COLTIVAZIONE GREGGIO MARE ADRIATICO TORINO DI SANGRO (CH) ITALIA
CAMPO OFF SHORE OLIO "VEGA" "CONCESSIONE MINERARIA C.C8.EO CAMPO VEGA" COLTIVAZIONE GREGGIO OFF SHORE STRETTO DI SICILIA SIRACUSA (SR) ITALIA
SEDE OPERATIVA DI SIRACUSA V.LE TERACATI, 100 SIRACUSA (SR) ITALIA
CENTRALE GAS DI S.STEFANO MANIF.CONC. MIN. DI S.STEFANO M. B.C8.LF LOC.LE MORGE-C.DA PALUDE 66050 TORINO DI SANGRO (CH)

for the following field of activities

ON/OFF - SHORE ACTIVITIES OF GAS AND LIQUID HYDROCARBON COLLECTION, EXTRACTION, TREATMENT AND STORAGE OF CRUDE OIL IN FLOATING TANKS, GAS COMPRESSION AND CONNECTED SERVICES.

has implemented and maintains a

Environmental Management System

which fulfills the requirements of the following standard

ISO 14001:2004

Registration Number: **IT-54401**

First Issue : 2006-12-21 Current Issue : 2006-01-25

IQNet — *René Wasmer*, *President of IQNET*

CISQ — *Gianrenzo Prati*, *President of CISQ*

IQNet partners*:

AENOR *Spain* AFAQ AFNOR *France* AIB-Vinçotte International *Belgium* ANCE *Mexico* APCER *Portugal* CISQ *Italy* CQC *China* CQM *China* CQS *Czech Republic* Cro Cert *Croatia* DQS *Germany* DS *Denmark* ELOT *Greece* FCAV *Brazil* FONDONORMA *Venezuela* HKQAA *Hong Kong China* ICONTEC *Colombia* IMNC *Mexico* Inspecta Certification *Finland* IRAM *Argentina* JQA *Japan* KFQ *Korea* MSZT *Hungary* Nemko AS *Norway* NSAI *Ireland* PCBC *Poland* QMI *Canada* Quality Austria *Austria* RR *Russia* SAI Global *Australia* SII *Israel* SIQ *Slovenia* SIRIM QAS International *Malaysia* SQS *Switzerland* SRAC *Romania* TEST St Petersburg *Russia* *YUQS Serbia*

IQNet is represented in the USA by: AFAQ AFNOR, AIB-Vinçotte International, CISQ, DQS, NSAI Inc., QMI and SAI Global

*The list of IQNet partners is valid at the time of issue of this certificate. Updated information is available under www.iqnet-certification.com

1.8 Bibliografia

- Assomineraria, 2008 "Assomineraria, Notizie Giugno 2008 - Il Ministro Scajola annuncia il rilancio della produzione di idrocarburi in Italia", sito web: http://www.assomineraria.org/news/view.php?news_pk=3873
- Assomineraria, 2008 "Assomineraria, Notizie Agosto 2008 - Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia", sito web: http://www.assomineraria.org/news/view.php?news_pk=3976
- Ministero dello Sviluppo Economico - Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie
  - "Bilancio Energetico Nazionale 2005"
  - "Bilancio Energetico Nazionale 2006"
  - "Bilancio Energetico Nazionale 2007"
  - sito web: http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/ben.asp
- Ministero dello Sviluppo Economico *"Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020"* - Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie, Maggio 2005 (Sviluppo Economico, Scenario 2020), sito web: http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgerm/scenarioenergetico.asp
- Energy Information Administration (EIA) - Official Energy Statistics from the U.S. Government), 2008. *"International Energy Outlook (IEO) 2008"*, sito web: http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html
- International Energy Agency (IEA) – *"Oil Market Report – Annual Statistical Supplemet 2007"* (IEA ASS, 2007), sito web: http://omrpublic.iea.org/
- Eurogas, 2007a "*Annual Report, 2006-2007*", sito web: www.eurogas.org
- Eurogas, 2007b, "*Natural Gas Consumption in EU27 in 2007"*, sito web: www.eurogas.org
- Directorate - General Energy and Trasport (European Commission)– Report *"European Energy and Transport - trends to 2030 — update 2007"* (EU27 to 2030), sito web: http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030_update_2007/index_en.htm
- Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG), 2008, "Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia, Rapporto annuale 2007", sito web: http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/stat/stat.html
- Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, 2007, *"Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull'Attività Svolta"* – 10 Luglio 2008", sito web: http://www.autorita.energia.it

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il presente capitolo costituisce il Quadro di Riferimento Progettuale dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) del progetto Modifiche Rospo B – pozzi E.R.D. relativo alla perforazione e messa in produzione di n. 3+1 pozzi a partire dalla piattaforma di produzione esistente Rospo Mare B (RSM-B), al fine di migliorare lo sfruttamento del giacimento offshore mineralizzato ad olio Rospo Mare (Concessione di coltivazione "B.C8.LF"), ubicato nell'Adriatico centrale, a circa 20 km dalla costa abruzzese.

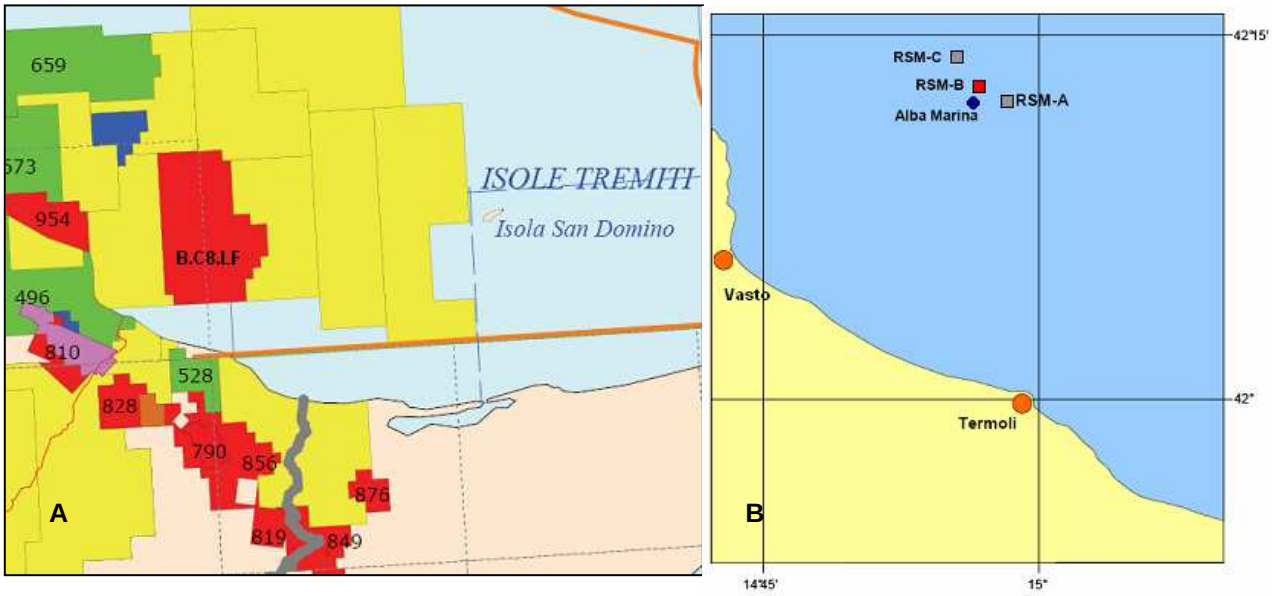


Figura 2.1 – A: Carta Indice della concessione B.C8.LF; B: Localizzazione campo Rospo Mare.

Il campo Rospo Mare è stato avviato alla produzione nel 1982 raggiungendo un picco massimo di produzione di olio di circa 6.000 m^3/g.

Allo stato attuale il campo è in produzione attraverso n. 3 piattaforme: *Rospo Mare A* (RSM-A); *Rospo Mare B* (RSM-B); *Rospo Mare* C (RSM-C).

La produzione del campo viene processata sulla piattaforma RSM-B ed inviata sulla nave di stoccaggio *F.S.O.* (Floating Storage Offloading) Alba Marina. Le piattaforme sono spresidiate, l'F.S.O. presidiata e l'intero campo è operato da remoto attraverso la sala controllo ubicata presso la Centrale di Santo Stefano (CH).

Il progetto prevede l'adeguamento della piattaforma esistente RSM-B per permettere la successiva perforazione dei nuovi pozzi e quindi successivo il ripristino della piattaforma RSM-B. La FSO sarà sostituita con un'altra petroliera di analoghe caratteristiche entro la scadenza del periodo di classe

RINA (anno 2012). L'olio prodotto dai nuovi pozzi di produzione sarà trattato dagli impianti esistenti sulla RSM-B.

Il Quadro di Riferimento Progettuale, sviluppato ai sensi del D.Lgs. 16 Gennaio 2008 (Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale), n. 4, ha lo scopo di fornire indicazioni sulle motivazioni dell'intervento, sulle alternative progettuali prese in considerazione e descrivere nel dettaglio le singole attività progettuali previste. In particolare, il presente capitolo è così strutturato:

- Paragrafo 2.1: Principali strumenti normativi;
- Paragrafo 2.2: Caratteristiche del campo Rospo Mare;
- Paragrafo 2.3: Opzioni di sviluppo del progetto;
- Paragrafo 2.4: Finalità ed obiettivi dell'alternativa selezionata;
- Paragrafo 2.5: Descrizione e sequenza delle attività in progetto;
- Paragrafo 2.6: Descrizione delle attività di preparazione della piattaforma RSM-B alla perforazione;
- Paragrafo 2.7: Descrizione delle attività di perforazione;
- Paragrafo 2.8: Descrizione delle attività di ripristino piattaforma RSM-B;
- Paragrafo 2.9: Descrizione delle attività di produzione;
- Paragrafo 2.10: Descrizione dei sistemi di trasporto;
- Paragrafo 2.10: Decommissioning;
- Paragrafo 2.11: Analisi dei Rischi e Piano di Emergenza;
- Paragrafo 2.12: Bibliografia.

2.1 Principali strumenti normativi

Le eventuali restrizioni di natura programmatica sono trattate in dettaglio nel Capitolo 1 (Quadro di Riferimento Programmatico) del presente SIA dove sono stati analizzati i principali strumenti di pianificazione e di programmazione di interesse per l'opera proposta. In particolare, le verifiche condotte hanno rilevato che non sussistono condizionamenti tali da non consentire la realizzazione del progetto.

Di seguito vengono invece brevemente illustrate le disposizioni legislative e regolamentari da applicarsi attività di coltivazione degli idrocarburi svolte sulla piattaforma continentale e nel mare territoriale della Repubblica Italiana ai fini della tutela della salute e sicurezza dei lavoratori e dell'ambiente.

La legislazione in merito per la coltivazione di idrocarburi è rappresentata principalmente da:

- Regio Decreto 29 Luglio 1927 - n. 1443, "Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel Regno"
- Decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959 - n. 128, "Norme di polizia delle miniere e delle cave"
- Decreto del Presidente Repubblica, 24 Maggio 1979 - n. 886, "Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale."
- Decreto Legislativo 25 Novembre 1996 - n. 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".

2.1.1 Regio Decreto 29 Luglio 1927 - n. 1443

La ricerca e la coltivazione di sostanze minerali e delle energie del sottosuolo, industrialmente utilizzabili, sono regolate dalla cosiddetta "Legge Mineraria" (Regio Decreto 29 Luglio 1927, n. 1443 "Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel Regno"), che ha introdotto il sistema demaniale per le risorse minerarie.

Le attività estrattive, sulla base delle caratteristiche merceologiche delle sostanze oggetto della coltivazione, sono suddivise in due categorie: attività delle *miniere* e attività di *cava*.

La classificazione dettata dall'art. 1 del R.D. 1443/1927 è riportata nella tabella seguente (Tabella 2.1).

Tabella 2.1 – Classificazione delle attività estrattive

SOSTANZA OGGETTO DI ATTIVITÀ ESTRATTIVA	CATEGORIA
Minerali utilizzabili per l'estrazione di metalli, metalloidi e loro composti, anche se impiegati direttamente	**Miniera**
Grafite, combustibili solidi, liquidi e gassosi, rocce asfaltiche e bitumose	
Fosfati, sali alcalini e magnesiaci, allumite, miche, feldspati caolino e bentonite, terre da sbianca, argille per porcellana e terraglia forte, terre con grado di refrattarietà superiore a 1.630 °C	
Pietre preziose, granati, corindone, bauxite, leucite, magnesite, fluorina, minerali di bario e di stronzio, talco, asbesto, marna da cemento, pietre litografiche	
Sostanze radioattive, acque minerali e termali, vapori e gas	
Torbe	**Cava**
Materiali per costruzioni edilizie, stradali e idrauliche	
Terre coloranti, farine fossili, quarzo e sabbie silicee, pietre molari pietre coti (1)	
Altri materiali industrialmente utilizzabili ai termini dell'art. 1 del R.D. 1443/1927 e non compresi nella prima categoria (Miniera)	

Come riportato in Tabella, l'estrazione di combustibili liquidi e gassosi rientra nella categoria delle miniere.

Il Titolo II del R.D. 1443/1927 stabilisce le modalità generali per il rilascio, l'esercizio e la vigenza di permessi di ricerca e concessioni di coltivazione.

2.1.2 Decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959 - n. 128

Le "Norme di polizia delle miniere e delle cave" (DPR 9 aprile 1959, n. 128) provvedono a tutelare la sicurezza e la salute dei lavoratori, ad assicurare il regolare svolgimento delle lavorazioni nel rispetto della sicurezza dei terzi e delle attività di preminente interesse generale ed a garantire il buon governo dei giacimenti minerari in quanto appartenenti al patrimonio dello Stato.

Tali norme si applicano:

a) ai lavori di prospezione, ricerca e coltivazione delle sostanze minerali;
b) ai lavori svolti negli impianti connessi alle attività minerarie, esistenti entro il perimetro dei permessi di ricerca e delle concessioni;
c) ai lavori svolti negli impianti che costituiscono pertinenze della miniera (ai sensi dell'art. 23 del regio decreto 29 luglio 1927, n. 1443), anche se ubicati fuori del perimetro delle concessioni;
d) ai lavori di frantumazione, vagliatura, squadratura e lizzatura dei prodotti delle cave ed alle operazioni di caricamento di tali prodotti dai piazzali.

La norma regolamenta

- TITOLO III - Ricerca e coltivazione mediante perforazioni
- TITOLO IV - Escavazioni a cielo aperto e sotterranee
- TITOLO V - Trasporti e circolazione del personale
- TITOLO VI - Ventilazione - Requisiti della ventilazione.
- TITOLO VII - Illuminazione. Illuminazione di lavori in superficie.
- TITOLO VIII - Esplosivi.
- TITOLO IX - Impianti elettrici Norme applicabili e definizioni.
- TITOLO XI - Polveri infiammabili
- TITOLO X - Grisù e gas tossici o altrimenti nocivi
- TITOLO XII - Incendi e fuochi sotterranei
- TITOLO XIII - Irruzioni d'acqua
- TITOLO XIV - Polveri nocive alla salute dei lavoratori. Misure generali contro le polveri.
- TITOLO XV - Minerali radioattivi.

2.1.3 Decreto Presidente Repubblica, 24 Maggio 1979 - n. 886

Il Decreto del Presidente della Repubblica, 24 Maggio 1979, n. 886 costituisce una *"Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 Aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale*".

Tali norme hanno la finalità di salvaguardare lo sfruttamento dei giacimenti di idrocarburi, tutelare la sicurezza e la salute dei lavoratori, prevenire l'inquinamento dell'aria, del mare, del fondo e del sottofondo marini, evitare impedimenti ingiustificati alla navigazione marittima ed aerea ed alla pesca, danni o pericoli alla fauna e flora marina, a condotte, cavi ed altri impianti sottomarini esistenti.

Il Decreto è strutturato in diverse parti:

- il Titolo I "*Generalità*" che definisce le competenze per l'esecuzione dei controlli e responsabilità affidate al comandante e al capo piattaforma, e regolamenta l'accesso ai lavori, le denunce di esercizio nelle fasi di prospezione, ricerca e coltivazione.
- il Titolo II che riguarda la "*Sicurezza nelle operazioni di prospezione*" (attività non svolta nello sviluppo del progetto Modifiche Rospo B – pozzi E.R.D.).
- il Titolo III in merito alla "*Sicurezza nelle operazioni di perforazione*"

- il Titolo IV sulla "*Sicurezza degli impianti di produzione e delle condotte di trasporto degli idrocarburi*".

Di seguito si illustrano brevemente i titoli pertinenti con le attività previste per il progetto Modifiche Rospo B – pozzi E.R.D..

2.1.3.1 Titolo I "Generalità"

Nel Titolo I vengono conferite *le competenze relative alla vigilanza sull'applicazione del D.P.R. al Ministero dello Sviluppo Economico, che la esercita a mezzo dell'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e dei suoi uffici*.

2.1.3.2 Titolo III "Sicurezza nelle Operazioni di Perforazione"

Nel Titolo III, Capo II "Postazione delle unità di perforazione" viene ampiamente trattata la fase di indagine preliminare (art. 24) ed ubicazione (art. 23) dell'unità di perforazione.
Dall'art. 23 viene evidenziato come la selezione dell'ubicazione debba essere tale da non interferire con rotte di navigazione obbligate (specie quelle di accesso ai porti) e da non causare restrizioni indebite ad interessi acquisiti da parte di terzi.
In particolare "il Titolare del permesso o della concessione di coltivazione, almeno otto giorni prima della messa in postazione dell'unità di perforazione, deve darne comunicazione al Dipartimento Militare Marittimo ed alla Capitaneria di Porto competenti, specificando le coordinate geografiche oltre a comunicare preventivamente la data dell'arrivo in postazione."
Nell'art. 28 viene definita la "*Zona di Sicurezza*", ovvero la porzione di mare intorno alle piattaforme fisse e mobili in cui è proibito l'accesso a navi ed aerei non autorizzati.
Nel Titolo III, Capo III "Sicurezza dell'unità di perforazione e degli impianti a bordo", la legge disciplina le regole per la realizzazione degli alloggi e le principali prescrizioni relative ad apparecchiature ed impianti. In particolare, sulle unità di perforazione viene classificata come area "pericolosa" una zona definita da un cerchio avente il raggio di 10 m orizzontali misurati sul piano di sonda dal centro del pozzo, estesa in senso verticale per 9 m sotto il piano di sonda e per 3 m al di sopra del piano di sonda stesso. Viene inoltre classificata "pericolosa" la zona in un raggio di almeno 3 metri intorno a vibrovagli, vasche, canali di scorrimento ed ogni altra installazione aperta impiegata per la circolazione del fango (art. 37). Le prescrizioni da adottare in tali zone sono invece elencate all'art. 38.

Nei capi successivi vengono inoltre trattate le norme di sicurezza antincendio, l'utilizzo di esplosivi per operazioni speciali o di operatori subacquei, la gestione delle telecomunicazioni e delle segnalazioni, le norme per il personale ed il salvataggio, le misure da adottare per evitare e prevenire gli inquinamenti.

2.1.3.3 Titolo IV "Sicurezza degli impianti di produzione e delle condotte di trasporto degli idrocarburi"

Al Capo II, nell'art. 78 del Titolo II vengono trattati nel dettaglio gli aspetti legati agli impianti di produzione e nell'art. 79 alle condotte sottomarine ad esso relative.

In particolare, viene esplicitamente indicato che le teste pozzo e gli altri impianti di produzione collocati sul fondo marino, i serbatoi di stoccaggio sottomarini, le tubazioni rigide o flessibili di collegamento con gli impianti sottomarini di produzione e di stoccaggio predetti e le installazioni di superficie, con ed i relativi dispositivi di giunzione, devono rispondere ai requisiti di resistenza e di perfetta tenuta, in relazione alle particolari condizioni operative. Devono inoltre essere protetti contro le corrosioni, le azioni delle correnti e degli altri fattori ambientali.

Lo stesso si applica alle condotte sottomarine per il trasporto a distanza degli idrocarburi prodotti dal sottofondo marino. L'installazione degli impianti e delle condotte è disciplinata dalle disposizioni del codice della navigazione.

I successivi Titolo V "Disposizioni transitorie e comuni", Titolo VI "Diffide - denunce - interventi amministrativi vari - ricorsi" e Titolo VII "Disposizioni penali" concludono il Decreto.

2.1.4 Decreto Legislativo 25 Novembre 1996 - n. 624

La sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive è regolata dal D.Lgs. 25 Novembre 1996, n. 624, emanato in "*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*", oltre che dal D.Lgs. 81/2008 per quanto non espressamente previsto nel D.Lgs. 624.

In riferimento al progetto Modifiche Rospo B – pozzi E.R.D., il Decreto si applica alle "attività di prospezione, ricerca, coltivazione e stoccaggio degli idrocarburi liquidi e gassosi nel territorio nazionale, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e nelle altre aree sottomarine comunque soggette ai poteri dello Stato" (art.1).

Nel Titolo I sono riportate le disposizioni generali relative al campo di applicazione, agli obblighi del datore di lavoro, alle attrezzature ed impianti meccanici, elettrici ed elettromeccanici, alla

manutenzione e alle disposizioni tecniche (ad esempio l'art. 27 descrive in modo specifico le procedure da seguire in caso di infortuni in mare per il personale marittimo).

Con riferimento al progetto Modifiche Rospo B – pozzi E.R.D., il Titolo III è appunto relativo alle "*Norme specifiche in materia di sicurezza e di salute applicabili alle attività estrattive condotte mediante perforazione*". In particolare, nel Capo I sono trattate norme comuni applicabili alle attività in terraferma ed in mare, mentre il Capo III fa riferimento alle norme applicabili alle sole attività in mare.

Nel Capo I vengono pertanto definite le condizioni per l'autorizzazione alla perforazione, la descrizione dei sistemi di protezione necessari, le attività per il controllo dei pozzi, tra cui il controllo del fango e le misure di emergenza in caso di eruzione incontrollata.

Vengono inoltre fornite prescrizioni per la cementazione, la circolazione del fango (o in casi alternativi di fluidi diversi dal fango di perforazione), il monitoraggio della concentrazione di sostanze nocive o potenzialmente esplosive, soprattutto idrocarburi gassosi ed idrogeno solforato e l'uso di esplosivi nelle operazioni di perforazione.

Nel Capo III vengono definite le misure di prevenzione incendi, le disposizioni per l'evacuazione ed il salvataggio, la movimentazione degli elicotteri e le disposizioni degli eventuali alloggi.

2.1.5 Autorizzazioni delle autorità minerarie competenti per l'esecuzione dei lavori

L'amministrazione competente in materia di ricerca e coltivazione di idrocarburi nel territorio (on/off shore) italiano è il Ministero delle Sviluppo Economico (MSE), che si avvale degli Uffici periferici competenti per gli aspetti tecnici e del parere di un apposito organo consultivo (la Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie - CIRM).

Le funzioni di verifica della compatibilità ambientale delle attività upstream sono svolte, per il mare, dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

L'ufficio territoriale competente per il sottosuolo dell'Italia Centrale (Toscana, Lazio, Umbria, Marche, Abruzzo, Molise), ed i relativi mari nonché del mare di Sardegna è l'Ufficio XXIII – Roma.

Il compito dell'Ufficio XXIII consiste essenzialmente nell'applicazione delle normative e nella gestione delle procedure amministrative che disciplinano il conferimento dei titoli minerari e le conseguenti attività di ricerca e coltivazione, nell'approvazione dei programmi e progetti riguardanti le varie fasi di sviluppo delle attività minerarie e nell'effettuazione dei necessari controlli / verifiche sugli stessi.

In particolare l'Ufficio XXIII dell'UNMIG valuta e approva il progetto di tutti gli impianti di estrazione e di trattamento di idrocarburi con particolare attenzione ai problemi di sicurezza di funzionamento sia nei riguardi del personale che opera nelle vicinanze sia nei riguardi dell'ambiente.
L'iter autorizzativo generale per lo sviluppo di un progetto nell'ambito di una concessione già conferita e del programma lavori approvato comporta quanto segue.

- Presentazione istanza per l'esecuzione dei lavori (adeguamento piattaforma a work over; side-track pozzi; perforazione eventuali pozzi infilling; chiusura mineraria, modifiche piattaforma per allestimento a produzione): Tale istanza deve essere presentata all'Ufficio minerario periferico ed alla Capitaneria di Porto territorialmente competenti, ed inoltre in caso di side-track pozzi e di perforazione eventuali pozzi infilling al Ministero Infrastrutture e Trasporti, al Ministero Politiche Agricole e Forestali, al Ministero Comunicazioni, al MARIDIPART, al MARIDROGRAFICO.
- In caso di operazioni simultanee contemporanee alla produzione è necessario presentare un piano operativo che deve essere autorizzato dall'Ufficio minerario periferico territorialmente competente, previo rilascio del parere favorevole da parte del Comando Provinciale dei vigili del Fuoco.
- In presenza di modifiche alla piattaforma che comportino variazioni all'esistente sistema antincendio e di sicurezza, è necessario aggiornare il certificato prevenzione incendi.

Il rilascio dell'autorizzazione all'esercizio degli impianti di produzione da parte dell'Ufficio XXIII è previsto previo collaudo congiunto Ufficio XXIII, Vigili del fuoco e Capitaneria di Porto.
Il programma di chiusura mineraria dei pozzi viene formalizzato al termine della vita produttiva e viene approvato dalle competenti Autorità Minerarie (D.P.R. 128/1959, DPR 886/79 , D.M. 6 Agosto 1991- Approvazione del disciplinare tipo per i permessi di prospezione e ricerca e per le concessioni a coltivazione).
Tali decreti prevedono che il numero e la posizione dei tappi di cemento e dei *bridge plug* nelle chiusure minerarie sia determinato in funzione della profondità raggiunta, del tipo e profondità delle colonne di rivestimento, dei risultati minerari e geologici del sondaggio

2.1.6 Sistema di Gestione Integrato

L'organizzazione Edison SpA – Settore Idrocarburi operante presso il Distretto Operativo di Sambuceto nell'anno 2006 ha ottenuto la Certificazione del Sistema di Gestione Integrato Ambientale e della Sicurezza "multisito".

Nel certificato è compreso anche il Campo Off Shore Olio "Rospo Mare"- Mare Adriatico – "Concessione Mineraria B.C8.LF Campo ROSPO MARE" e la sala controllo presso la C.le/SSM di Santo Stefano – 66020 Torino di Sangro (CH) e le attività di coltivazione greggio (estrazione, trattamento e stoccaggio Olio in Galleggiante "ALBA MARINA") svolte.

Le principali procedure e documenti di sistema applicabili al progetto sono:

- Documento DSI-RGI-001-RSM "Analisi Ambientale e della Sicurezza e salute dei lavoratori del Sito di Rospo Mare"
- Procedura PR0-002-EDIS-99 'Permesso di lavoro'
- Procedura PRO-007-EDIS-02 "Linee guida per la gestione dei rifiuti"
- Procedura PTG-RGI-003-MTS "Gestione rifiuti"
- Procedura SGI-RGI-007-MTS "Gestione delle emergenze"
- Procedura SGI-RGI-009-MTS "Misurazione e controllo dei parametri operativi";
- Documento DSI-RGI-007-RSM_ALB "Scadenze autorizzative, larature, analisi, controlli"
- Procedura SGI-RGI-002-MTS 'Identificazione e valutazione degli aspetti ambientali e di sicurezza"
- Documento DSI-RGI-002-MTS "Criterio di valutazione della significatività degli aspetti ambientali e della sicurezza"
- Procedura SGI-RGI-005-MTS "Gestione documentazione e registrazioni Ambientali e della Sicurezza"
- Documento DSS-EG-001-RSM "Documento Sicurezza e Salute coordinato di coltivazione e manutenzione — Piattaforme Rospo Mare'
- Documento DSS-EG-001-ALB "Documento Sicurezza e Salute coordinato di colhvazione e manutenzione — Alba Marina".

2.2 Caratteristiche del campo Rospo Mare

Di seguito sono descritti:

- lo stato di fatto del campo Rospo Mare, ed in particolare della piattaforma RSM-B (che per la realizzazione del progetto si prevede di modificare);
- le caratteristiche del giacimento.

2.2.1 Stato di fatto campo Rospo Mare

Il *giacimento ad olio Rospo Mare* è stato scoperto nel primo trimestre del 1975 tramite la perforazione del pozzo esplorativo Rospo Mare 1.

La localizzazione della zona strutturale più alta del giacimento e la conferma della natura della formazione e della presenza di idrocarburi pesanti, venne ottenuta, mediante appositi studi e la realizzazione di pozzi di delimitazione, tra il 1975 ed il 1979.

Nel 1981 fu installata la piattaforma *Rospo Mare A* (RSM-A) per esaminare l'evoluzione dei parametri del giacimento in produzione. Quindi nel 1982 dalla piattaforma RSM-A furono perforati e messi in produzione n. 3 pozzi (RSM4 verticale, RSM5 deviato e RSM6 orizzontale) al fine di individuare la tipologia di pozzo che consentisse nel tempo lo sfruttamento migliore del giacimento, ottimizzando il recupero di idrocarburi e minimizzando la produzione di acqua.

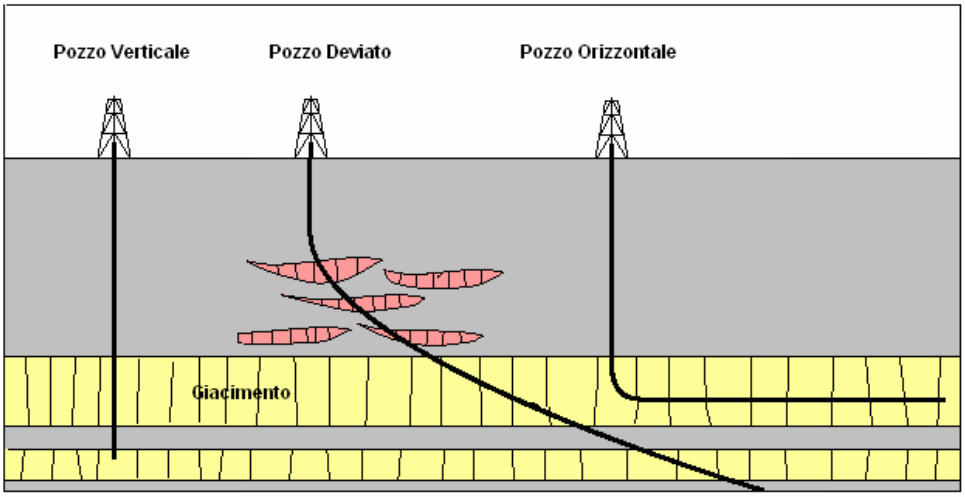


Figura 2.2 – Schema profili pozzi verticali, deviati e orizzontali.

I risultati di questa prima fase di produzione, della durata di circa un anno, dimostrarono chiaramente la maggiore idoneità dei pozzi perforati orizzontalmente portando allo sviluppo definitivo del campo con altre due piattaforme, in aggiunta a RSM-A, *Rospo Mare B* (installata nel 1986) e *Rospo Mare C* (installata nel 1992), dalle quali sono stati perforati complessivamente n. 28 pozzi orizzontali e n. 3 pozzi verticali.

Le piattaforme RSM-A e RSM-C, definite satelliti, consentono di convogliare il greggio prodotto in condotte per l'invio sulla piattaforma centrale RSM-B.

Su RSM-B sono ubicare le apparecchiature per la separazione del gas associato all'olio e la spedizione dell'olio prodotto dal campo (si veda Paragrafo 2.2.2). Da RSM-B l'olio greggio viene inviato, tramite una condotta flessibile coibentata da 8", verso il galleggiante di stoccaggio F.S.O. Alba Marina ormeggiato a circa 1,5 km di distanza Sud-Sud Ovest dalla piattaforma. Sul galleggiante F.S.O. Alba Marina l'olio greggio viene quindi distribuito nelle diverse cisterne di

carico (capacità totale di olio greggio 125.000 m^3) dalle quali viene periodicamente prelevato tramite operazione di allibo dalle petroliere che lo trasportano in raffineria. L'F.S.O. Alba Marina sarà sostituita con un'altra FSO analoga prima della scadenza del certificato di classe RINA (giugno 2012). In Figura 2.3 sono schematicamente rappresentate le installazioni esistenti sul campo Rospo Mare. Si veda anche l'allegato n. RSB-B-HSE-DW-80003-B01.

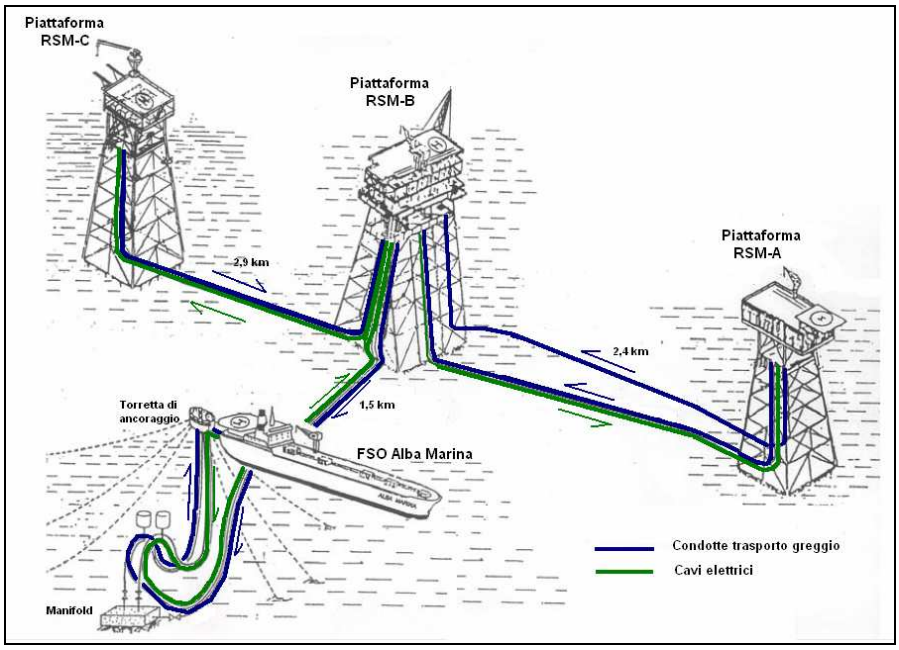


Figura 2.3 – Configurazione impianti esistenti Campo Rospo Mare.

Le *coordinate* delle installazioni del campo sono riportate nella Tabella 2.2 seguente:

Tabella 2.2 – Coordinate facilities campo Rospo Mare (Sistema di Riferimento Roma 40)

INSTALLAZIONI	LONGITUDINE	LATITUDINE
RSM-A	14°58' 15" Est Gr.	42°12' 11" Nord
RSM-B	14°56' 48" Est Gr.	42°12' 45" Nord
RSM-C	14°55' 55" Est Gr	42°14' 06" Nord
F.S.O.	14°12' 21 Est Gr	42°12' 02 " Nord

Nel campo è presente una boa di carico di riserva ubicata a circa 1,1 km est di RSM-A, alla quale è collegata con condotta sottomarina flessibile di diametro 6".

2.2.2 Stato di fatto piattaforma RSM-B

La piattaforma RSM-B (ved. Allegati RSB-B-HSE-DW-80004-B01 e RSB-B-HSE-DW-80005-B01), ubicata ad una distanza di 19,5 km dalla costa, è la piattaforma madre del campo che raccoglie la produzione delle piattaforme satelliti RSM- A e RSM-C.

La piattaforma è costituita da una *sottostruttura*, infissa sul fondo del mare (profondità d'acqua 77 m), di protezione per i casings dei pozzi e di sostegno alla *sovrastruttura*, sulla quale sono alloggiati gli impianti necessari a consentire la produzione di idrocarburi dai pozzi.
La *sottostruttura (jacket)* è costituita da una struttura a telaio controventato formata da elementi tubolari in acciaio saldati tra loro, di forma troncopiramidale a base rettangolare a 8 gambe vincolata a fondo mare mediante otto pali infissi nel sottofondo marino.
Il jacket ha le seguenti caratteristiche:

- dimensioni a fondo mare 46,0 m x 34,8 m
- dimensioni al livello imbarcadero 46,0 m x 14,5 m.

I pali di fondazione sono installati:

- n. 4 pali all'esterno delle gambe di sostegno della sottostruttura tramite delle guide del diametro di 59",
- n. 4 pali all'interno delle quattro gambe di sostegno esterne del jacket, del diametro di 60" ½.

I pali sono infissi sino a profondità comprese fra -76,3 m e -86,0 m dal fondale e sono cementati nell'intercapedine palo-guida per tutta l'altezza. Alla loro sommità a quota + 4,0 m i pali di fondazione supportano la sovrastruttura ponte.
All'interno della sottostruttura sono alloggiati n. 12 tubi guida di diametro 30" infissi nel fondo del mare sino ad una profondità di -50 m. La parte superiore dei tubi guida termina al piano inferiore del deck a quota +10,6 m.

La *sovrastruttura* (deck) consiste in una struttura intelaiata a quattro piani dove n. 8 elementi verticali, che costituiscono l'ossatura portante, ed i diagonali, di controvento, sono costituiti da elementi tubolari, mentre l'orditura dei piani è principalmente formata da profilati HEA, HEB, I, C.
Gli 8 elementi tubolari che costituiscono le gambe del ponte di diametro 48" attraverso una transizione conica vengono portati al diametro 54" e quindi dopo un cambio di inclinazione alla quota + 9,0 m di congiungono con i pali sporgenti dalla sottostruttura.

Le n. 8 colonne verticali portanti sono identificate da un numero (da 1 a 4) e da una lettera (A o B), come rappresentato in Figura 2.4.

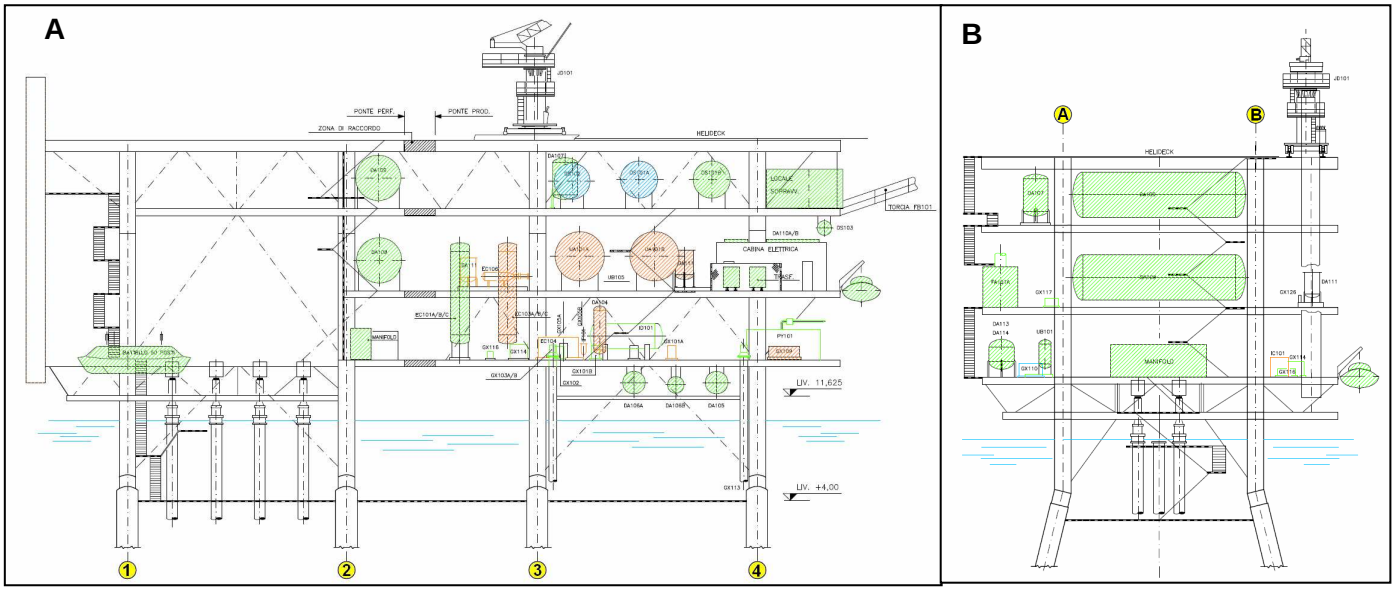


Figura 2.4 – Stato di fatto vista Sud (A) e vista Est (B) sovrastruttura della Piattaforma Rospo Mare B

La sovrastruttura è costituita dai seguenti piani (Figura 2.5):

- piano a quota +14,5 m di dimensioni 26,00 m x 31,75 m: dove sono alloggiate le teste pozzo, il manifold; il compressore d'aria, i serbatoi aria strumenti e servizi, il serbatoio di decantazione acqua oleosa, il motogeneratore d'emergenza, la motopompa ed le elettropompe antincendio, il battello di sopravvivenza, i prodotti di iniezione, le pompe acqua di giacimento, l'arrivo delle condotte da 8" da RSM-A;
- piano a quota +19,5 m di dimensioni 26,00 m x 31,75 m dove sono alloggiate: gli scambiatori di calore, le caldaie, il serbatoio di acqua industriale; il battello di salvataggio; la cabina elettrica;
- piano a quota +25,5 m di dimensioni 26,00 m x 31,75 m dove sono alloggiati: i separatori di produzione; la torcia; il serbatoio del gasolio; i locali sanitario, refettorio e sopravvivenza;
- piano a quota +30,5 m di dimensioni 26,00 m x 58,00 m dove sono alloggiati: l'eliporto e la gru.

Inoltre a quota +4,0 m (dimensioni 14,00 m x 30,00 m) è collocato l'imbarcadero per l'attracco dei mezzi navali; mentre a quota +11,5 m (dimensioni 14,00 m x 16,00 m) sono alloggiati i serbatoi di

raccolta spurghi, i sump cassoin; il serbatoio di raccolta olio diatermico, l'arrivo delle condotte da 16" da RSM-A e delle condotte da 16" da RSM-C.

Figura 2.5 – Piattaforma RSM-B – stato di fatto.

2.2.2.1 Descrizione degli impianti

Nel seguito viene riportata una breve descrizione delle principali unità di processo e di servizio presenti su RSM-B (si vedano le planimetrie e prospetti allegati n. RSB-B-HSE-DW-80004-B01 e RSB-B-HSE-DW-80005-B01).

2.2.2.1.1 Teste Pozzo - Area Pozzi

L'area pozzi è predisposta con uno slot contenente n. 12 tubi guida, dai quali sono stati perforati n. 12 pozzi (RSM210÷215 e RSM221÷227), attualmente tutti aperti alla produzione mentre il pozzo verticale RSM210 presenta una stringa dedicata alla water injection in unità geologica profonda dell'acqua di giacimento separata dall'olio prodotto nel campo Rospo Mare (Paragrafo 2.2.2.1.8) ed una stringa dedicata alla produzione.

La piattaforma è dotata della strumentazione e del sistema di valvole richiesti per gestire i pozzi in sicurezza. L'apertura e la chiusura dei pozzi ed i principali parametri erogativi sono gestiti dalla Centrale di Santo Stefano tramite un sistema di telecontrollo e telemisure.

2.2.2.1.2 Trattamento olio

Sulla piattaforma RSM-B arrivano:

- Il sealine di diametro 16" che convoglia la produzione di olio della piattaforma RSM-C
- Il sealine di diametro 16" che convoglia la produzione di olio della piattaforma RSM-A.
- la condotta in acciaio flessibile di diametro 8".

L'olio in arrivo, unitamente all'olio prodotto da RSM-B ad una pressione di 5 bar, viene trattato al fine di renderlo stabile alle condizioni di stoccaggio e trasporto. Poiché queste due ultime operazioni si effettuano solitamente a temperatura ambiente e a pressione atmosferica, l'olio per essere stabilizzato deve essere separato dal gas associato, in modo da garantire una tensione di vapore minore o uguale a quella atmosferica.

Quindi l'olio è inviato prima in scambiatori di calore ad olio diatermico, a circuito chiuso, per elevarne la temperatura a circa 80 °C, da qui è convogliato in recipienti separatori a bassa pressione orizzontali (DS101A e DS101B) per la separazione della fase liquida da quella gassosa.

La fase liquida, costituita da olio greggio, con l'ausilio di pompe di spedizione viene inviata al P.L.E.M. (paragrafo 2.2.2.1.3) con una condotta in acciaio flessibile coibentata armata da 8", mentre la fase gassosa viene bruciata in una apposita torcia sulla piattaforma RSM-B. (Paragrafo 2.2.2.1.9).

2.2.2.1.3 Spedizione olio

La condotta da 8" da RSM-B si innesta nel collettore sottomarino, *P.L.E.M. (pipe line and manifold*), ubicato in prossimità della nave F.S.O. Alba Marina.

La nave F.S.O. può ruotare di 360° intorno ad una *torretta di ancoraggio fissa*, vincolata a fondo mare con un sistema costituito da sei linee di catene, alla quale è collegata mediante il braccio estensione poppiero.

Dal P.L.E.M. la produzione di olio è inviata, attraverso n. 2 linee in acciao flessibili (una in servizio e l'altra in stand by), alla torretta di ormeggio e da qui ai serbatoi di stoccaggio del natante Alba Marina. Periodicamente navi cisterna si ormeggiano in tandem alla F.S.O. Alba Marina per il prelievo del greggio e d il successivo trasporto alla raffineria.

2.2.2.1.4 Circuito diatermico

Il calore necessario al riscaldamento dell'olio è generato da n. 2 caldaie Therma con potenza utile nominale di 6000 KWh ad alimentazione diesel (FA101A e FA101B) e funzionamento continuo.

L'olio diatermico viene scaldato nelle caldaie e cede il proprio calore al greggio negli scambiatori a fascio tubiero (EC101B-EC101C in servizio; EC101A-EC102-EC103A-EC03B-EC103C attualmente fuori servizio).
Il ciclo dell'olio diatermico è chiuso. Sulla piattaforma è presente un serbatoio per il fabbisogno di olio diatermico (DA105 di 20 m^3).

2.2.2.1.5 Sistema elettrico principale e di emergenza

L'energia elettrica necessaria al processo viene fornita via cavo (n. 2 cavi da 5,5 KV) da F.S.O. Alba Marina, dove l'energia elettrica per il fabbisogno dell'intero complesso Rospo Mare viene prodotta mediante motogeneratori.
Per far fronte ad una eventuale mancanza della fonte di alimentazione elettrica principale, su RSM-B è presente un gruppo elettrogeno di emergenza (PY101) alimentato da motore diesel.
Il motogeneratore è predisposto per l'avviamento automatico tramite un dispositivo di commutazione automatica, installato sul quadro di distribuzione di emergenza, che garantisce l'alimentazione delle utenze preferenziali.

2.2.2.1.6 Sistema aria strumenti e servizio

L'unità, costituita da elettrocompressore (UB102), filtri, accumulatore per l'aria servizi (DA113, capacità 4000 l) e per l'aria strumenti (DA114, capacità 4000 l), deve garantire aria strumenti o aria servizi a tutti gli utilizzatori di piattaforma.

2.2.2.1.7 Sistema diesel

Il gasolio necessario all'alimentazione delle caldaie, dei motori di emergenza (motogeneratore e motopompa antincendio) e della gru di bordo è stoccato nel serbatoio DA109 (107 m^3). Il gasolio viene inoltre utilizzato per flussare i sealine a fini conservativi.

2.2.2.1.8 Sistema acque di strato

Le acque di strato derivanti dalla coltivazione del giacimento separate sulla F.S.O. Alba Marina vengono trasferite al pozzo re-iniettore tramite supply vessel per poi essere re-iniettate in giacimento attraverso il pozzo RSM210 di RSM-B. (Autorizzazione Decreto n. DEC/DPM/2245 del 26/11/2004 del MATTM, in fase di rinnovo con documentazione istruttoria inviata in data 17/07/2008 alla Capitaneria di Porto di Termoli e per il tramite di quest'ultima al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare-Direzione Generale Prot. Natura, nonchè in copia, all'UNMIG – Ufficio XXIII di Roma).

L'acqua di strato viene convogliata nel serbatoio di decantazione, prima della reiniezione viene trattata con battericida e anticorrsoivo e antiossigeno travasando manualmente presso RSM-B con pompa i prodotti chimici e quindi reiniettata grazie alle elettropompe GX105A e GX105B

2.2.2.1.9 Torcia

L'unità di incenerimento è stata progettata per bruciare in condizioni di sicurezza i quantitativi minimali di gas associato all'olio (Paragrafo 2.2.2.1.2). Gli sfiati vengono convogliati in un collettore, che fa capo a un separatore (DS103) dove i gas vengono privati della loro componente liquida e successivamente inviati al bruciatorie per l'incenerimento.

2.2.2.1.10 Sistema di drenaggio

Il sistema di drenaggio raccoglie tutti i drenaggi oleosi o potenzialmente oleosi tramite due reti di raccolta separate: una dedicata al collettamento di tutti i drenaggi chiusi, l'altra dei drenaggi aperti. Entrambi i collettori convogliano i fluidi oleosi raccolti al serbatoio raccolta, dal quale vengono rimessi nel circuito di produzione.
Tutti gli scarichi non inquinanti (principalmente acque meteoriche) vengono scaricati direttamente al sump caisson[1] dove gli eventuali idrocarburi, separati dall'acqua per gravità, si accumulano in superficie. La frazione separata viene quindi raccolta ed inviata al ciclo di produzione.

2.2.2.1.11 Sistema antincendio

In caso di incendio, per la salvaguardia della piattaforma, sono previste le seguenti protezioni:

- un sistema acqua e schiuma (twin agent) ed uno a polvere dedicati all'eliporto, attivati contemporaneamente in caso di emergenza.
- un sistema acqua per la protezione personale costituito da un anello di distribuzione di acqua alimentato da tre pompe antincendio (due elettropompe da 150 m3/h ciascuna e una motopompa diesel di emergenza da 300 m3/h) che prelevano acqua dal mare. L'anello di distribuzione alimenta i naspi delle manichette sistemate nei punti strategici dei deck di piattaforma.
- un sistema ad halon 1301 utilizzato per gli usi critici per le sale tecniche (locale elettricità, sanitario, refettorio e sopravvivenza).

2.2.2.1.12 Attrezzature di salvataggio, estinzione incendio e pronto soccorso

[1] Sump caisson: tubo immerso in mare per separare gli eventuali idrocarburi presenti che vengono separati per gravità e quindi recuperati mediante pompa.

La piattaforma è provvista di n. 2 scialuppe di salvataggio da n. 50 posti ciascuna come mezzi di evacuazione. Inoltre, nella zona processo, è prevista l'installazione di un gommone autogonfiabile di salvataggio. Vicino alle scialuppe e alla zattera di salvataggio sono installati appositi box con i giubbotti di sicurezza da indossare durante l'evacuazione. La piattaforma è inoltre provvista di un kit di pronto soccorso e di barelle. Tutto il personale di bordo è provvisto dei dispositivi di protezione personale (elmetto, occhiali di sicurezza, scarpe antinfortunistiche, ecc.).
Sulla piattaforma sono installati degli estintori portatili a CO_2 e polvere e salvagente anulari completi di sagola e boetta luminosa da gettare in caso di uomo in mare.

2.2.2.1.13 Mezzi di sollevamento

Sul piano + 30,50 m deck è posta una gru di bordo Mape con motore diesel.

2.2.2.1.14 Sistema di controllo

La piattaforma RSM-B è concepita in modo da poter essere telecontrollata e gestita dalla sala controllo della Centrale di Santo Stefano (operativa 24 ore/giorno), senza necessità di presenza continuativa di personale a bordo.
Il personale per le normali operazioni di monitoraggio e controllo della produzione, per la manutenzione ordinaria e straordinaria di tutte le apparecchiature e dei sistemi di controllo, nonchè per gli interventi speciali che dovessero rivelarsi necessari, viene inviato da terra tramite crew boat.
I sistemi locali di controllo automatico (DCS), comunque, permettono autonomia totale di funzionamento in completa sicurezza.
La filosofia di funzionamento e controllo è gestita in automatico secondo il logigramma di sicurezza del campo che prevede tre livelli di arresto in funzione del tipo di problema rilevato:

- A.G.P. Arresto generale di produzione. Chiusura delle valvole motorizzate che possono essere riaperte a distanza.
- A.U. Arresto d'urgenza. Chiusura completa sia delle valvole motorizzate che di quelle di fondo pozzo, con impossibilità di ripartire a distanza.
- A.I. Arresto incendio. Oltre a procurare un A.U. si mettono in moto automaticamente le pompe antincendio sulle piattaforme irrorando le installazioni e si interrompe automaticamente l'alimentazione elettrica.

L'operatore di consolle potrà azionare a distanza singolarmente le valvole motorizzate e provocare un arresto della produzione, oppure modificare lo stato delle valvole regolatrici.

Inoltre una rete di cavi termosensibili è distribuita lungo la piattaforma per rilevare la presenza d'incendio. In particolare la rete controlla la zona pozzi e processo e provoca il blocco della produzione come da logigramma di sicurezza.

In condizione di presidio la piattaforma può essere comandata manualmente. Il fluido di comando della strumentazione di processo e degli attuatori delle valvole è aria strumenti.

Un altro sistema (PLC), indipendente da quello automatico (DCS) ma con esso interfacciato, controlla il regolare funzionamento delle apparecchiature e dei dispositivi di controllo delle sicurezze, ed invia alla consolle presidiata 24 ore su 24 della Centrale Santo Stefano le seguenti informazioni:

- parametri rilevati in tempo reale
- valori registrati
- soglie di allarme ed anomalie.

2.2.3 Stato di fatto - stima delle emissioni di inquinanti in atmosfera, della produzione di rumore e vibrazioni, degli scarichi idrici, della produzione dei rifiuti

2.2.3.1 Emissioni in atmosfera

Le emissioni prodotte dall'esercizio della piattaforma Rospo Mare B sono riassunte nella Tabella 2.3 seguente.

Tabella 2.3 – Punti di emissione esistenti piattaforma RSM-B

APPARECCHIATURA	ALIMENTAZIONE	FUNZIONAMENTO
n. 2 caldaie, FA101A e FA101B, per riscaldamento olio diatermico (Potenza 6000 KWh ciascuna)	gasolio	continuo
n. 1 motopompa antincendio, GY102	gasolio	in condizioni di emergenza e saltuariamente per le prove di funzionamento
n. 1 motogeneratore elettrico di emergenza, PY101	gasolio	in condizioni di emergenza e saltuariamente per le prove di funzionamento
n. 1 motogru Mape, JD101	gasolio	saltuariamente
n. 1 torcia, FB101	gas naturale associato all'olio del campo Rospo Mare	continuo

Tali emissioni sono autorizzate con certificato di attivazione e autorizzazione del 08/09/1995 prot. 2546/STAR del Ministero dell'Ambiente a seguito dell'Istanza presentata al Ministero dell'Ambiente

(ora MATTM) ed a UNMIG, ai sensi del D.P.R. 203/88, e successive istanze integrative.

Le emissioni delle caldaie sono verificate ciclicamente secondo il documento di sistema DSI-RGI-007-RSM/Alba "Scadenziario", come stabilito secondo la norma ISO 14001:04 (e certificato del Sistema di Gestione Ambientale n. EMS-1614/S).

Le emissioni rilevate nel controllo del 2007 sono riportate nella Tabella 2.4 seguente.

Tabella 2.4 – Caratteristiche emissione caldaie FA101A e FA101B.

PARAMETRO	UNITÀ DI MISURA	FA101A	FA101B
Data campionamento	-	21/12/07	21/12/07
Diametro camino	m	0,60	0,60
Sezione	-	circolare	circolare
Temperatura effluenti	℃	240	315
Velocità	m/s	10,3	9,3
Portata effettiva umida	m3/h	10479	9461
Portata normalizzata umida	Nm^3/h	5570	4393
Umidità	%	8,4	13,1
Portata normalizzata secca	Nm^3/h	5102	3818
Polveri			
Concentrazione polveri	mg/Nm^3	40,7	34,3
Valore corretto	mg/Nm^3	88,2	45,7
Flusso di massa	g/h	207,6	130,9
Ossidi di azoto			
Concentrazione ossidi di azoto (NO_2)	mg/Nm^3	50,4	53,9
Valore corretto	mg/Nm^3	109,4	71,7
Flusso di massa	g/h	257,1	205,8
Ossidi di zolfo			
Concentrazione Ossidi di zolfo (SO_2)	mg/Nm^3	13,3	14,8
Valore corretto	mg/Nm^3	28,8	19,7
Flusso di massa	g/h	67,9	56,5
Monossido di carbonio			
Concentrazione CO	mg/Nm^3	1181,4	851,1
Valore corretto	mg/Nm^3	2562,0	1132,0
Flusso di massa	g/h	6025,5	3249,1
Flusso di massa	kg /anno	52783, 0	28462,3
Anidride carbonica			
Concentrazione CO2	% CO2	0,2	0,1
Flusso di massa	kg /h	20,0	7,5
Flusso di massa	t /anno	175,2	65,7
Idrocarburi incombusti			
Concentrazione Idrocarburi incombusti	mg /Nm^3	181,9	423,0
Valore corretto	mg /Nm^3	394,3	562,5
Flusso di massa	g /h	928, 1	1615,0
Ossigeno misurato	% O_2	12,7	7,5
Ossigeno di riferimento	% O_2	3,0	3,0

Le emissioni della torcia rispettano i limiti di emissione previsti nell'Allegato I, Parte IV, Sez. 2, Punto 2.6 alla Parte V del D.Lgs. 152/06 (prima Allegato 3, Cap. C.B.6, DM 12/07/90) in quanto viene bruciato esclusivamente gas naturale e la collocazione geografica della piattaforma assicura la ottimale dispersione delle emissioni. Nel corso dell'iter autorizzativo, nel 1995, su richiesta del Ministero dell'Ambiente (ora MATTM) e della Sezione UNMIG di Roma (ora Ufficio XXIII), sono state calcolate le concentrazioni massime prevedibili sulla costa di SO_2, H_2S e NO_2 che sono risultate non significative.

Tabella 2.5 – Caratteristiche gas di alimentazione torcia (data campionamento 21/12/2007)

PARAMETRO	% MOLARE	Kg/h
Elio	<0,01	<0,01
Azoto	19,11	20,29
Metano	31,12	18,88
Anidride carbonica	18,41	30,72
Etano	7,09	8,07
Propano	6,61	11,03
i-Butano	3,77	8,29
n-Butano	8,03	17,66
i-Pentano	3,05	8,33
n-Pentano	2,48	6,77
Esani + idrocarburi superiori	0,29	0,94
Idrogeno solforato	30.330 (ppm)	2,58

PARAMETRO	VALORE	UNITÀ DI MISURA
Potere calorifico superiore	45.808	KJ/Sm^3
Potere calorifico superiore	48.389	KJ/Nm^3
Potere calorifico superiore	10.944	$Kcal/Sm^3$
Potere calorifico superiore	11.560	$Kcal/Nm^3$
Potere calorifico inferiore	41.969	KJ/Sm^3
Potere calorifico inferiore	44.281	KJ/Nm^3
Potere calorifico inferiore	10.026	$Kcal/Sm^3$
Potere calorifico inferiore	10.579	$Kcal/Nm^3$
Massa volumica	1,46	Kg/Sm^3
Massa volumica	1,54	Kg/Nm^3
Estrazione greggio	1.019	m^3/g
Portata gas alimentazione torcia	85,0	m^3/h
Anidride solforosa	4,86*	Kg/h

Anidride carbonica	265,80*	Kg/h

* calcolato

Nella tabella 2.5A sono riportati i Fattori di emissione forniti da US-EPA (AP-42 – Industrial flares), per la stima della concentrazione degli inquinanti nei fumi di combustione (tali fattori sono basati su un gas con composizione standard e con un potere calorifico superiore al gas inviato in torcia rispetto a quello associato all'olio del campo Rospo).

Tabella 2.5A – Gas associato atteso (GOR=2).

INQUINANTE	KG/H
NOx	1,22
Idrocarburi incombusti	2,52
CO	6.6

Le emissioni del particolato risultano trascurabili poiché la combustione riguarda esclusivamente composti gassosi.

Periodicamente sono stati svolti dal Ministero dello Sviluppo Economico controlli in merito alla composizione del gas inviato in torcia (1996, 2001, 2003, 2005) al fine di determinare direttamente il contenuto di H_2S per la valutazione del flusso di massa di SO_2 (calcolato in base alla formula di combustione, stechiometricamente) anche se Edison effettua annualmente il controllo analogo.
Nel 2005 si è rilevata una concentrazione di H_2S di 93,25 mg/litro di gas in condizioni standard, pari a 9,54 kg/h, risultato in linea con i precedenti controlli.
Nella Tabella 2.6 di seguito si riporta la produzione storica di olio, dalla quale ipotizzando un rapporto medio fra gas associato e olio prodotto (G.O.R.: Gas Oil Ratio) pari a 2 si è ricavato il volume annuale di gas inviato alla torcia ed il volume giornaliero.

Tabella 2.6 – Produzione di olio e gas associato.

ANNO	PRODUZIONE OLIO		GAS ASSOCIATO (GOR=2)	
	annua, m^3 (ST)	cumulata, m^3 (ST)	annua, m^3	giornaliera, m^3
1982	38.681	38.681	77.362	212
1983	187.830	226.511	375.660	1.029
1984	145.049	371.560	290.098	795
1985	132.611	504.171	265.222	727
1986	142.276	646.447	284.552	780
1987	1.036.998	1.683.445	2.073.996	5.682

ANNO	PRODUZIONE OLIO		GAS ASSOCIATO (GOR=2)	
	annua, m^3 (ST)	cumulata, m^3 (ST)	annua, m^3	giornaliera, m^3
1988	1.031.284	2.714.729	2.062.568	5.651
1989	1.188.267	3.902.996	2.376.534	6.511
1990	1.605.316	5.508.312	3.210.632	8.796
1991	1.142.895	6.651.207	2.285.790	6.262
1992	982.663	7.633.870	1.965.326	5.384
1993	857.742	8.491.612	1.715.484	4.700
1994	653.889	9.145.501	1.307.778	3.583
1995	564.813	9.710.314	1.129.626	3.095
1996	497.647	10.207.961	995.294	2.727
1997	449.029	10.656.990	898.058	2.460
1998	407.327	11.064.317	814.654	2.232
1999	360.031	11.424.348	720.062	1.973
2000	198.084	11.622.432	396.168	1.085
2001	456.793	12.079.225	913.586	2.503
2002	295.987	12.375.212	591.974	1.622
2003	282.605	12.657.817	565.210	1.549
2004	267.222	12.925.039	534.444	1.464
2005	243.753	13.168.793	487.506	1.336
2006	232.044	13.400.837	464.088	1.271
2007	361.791	13.762.628	723.582	1.982

Dalla tabella si nota che dopo un picco di produzione nel 1990, si è registrato un progressivo declino.

Per quanto riguarda gli altri motori a gasolio impiegati sulla piattaforma si tratta di apparecchiature necessarie in caso di emergenza (motopompa e motogeneratore) e di un motore utilizzato saltuariamente per la movimentazione della gru.

Il gasolio utilizzato ha un basso contenuto di zolfo (<0,05 %), il consumo relativo all'anno 2007 è stato di circa 18 t per i motori e circa 1191 t per le caldaie.

2.2.3.2 Emissioni liquide

Per quanto riguarda le emissioni liquide riguardano:

- scarichi civili (prodotti solo in caso di presidio)
- drenaggi non inquinati (principalmente acque meteoriche, vengono raccolte ed inviate al sup caisson dove le eventuali particelle oleose in galleggiamento vengono separate per gravità e raccolte con pompa).

I drenaggi chiusi (drenaggio delle apparecchiature per attività di manutenzione), oleosi, e aperti (drenaggio acque che ricadono sulle apparecchiature), potenzialmente oleosi, sono invece raccolti in reti separate, inviati in serbatoio dreni e rimessi nel ciclo di produzione.

Sulla piattaforma RSM-B vengono reiniettate in giacimento attraverso il pozzo RSM210 le acque di strato derivanti dalla coltivazione del campo Rospo Mare e separate sulla F.S.O.. La reiniezione avviene in conformità alla autorizzazione Decreto n. DEC/DPM/2245 del 26/11/2004 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio (ora MATTM).

La produzione del campo viene gestita in condizioni pressoché anidre riducendo progressivamente le portate dei singoli pozzi produttori per impedire l'arrivo di acqua dalla formazione, quindi il quantitativo di acque di strato reiniettate è stato, relativamente all'anno 2007, pari a circa 700 m^3.

2.2.3.3 Produzione rifiuti

I rifiuti generati durante le attività di produzione sono principalmente:

- rifiuti speciali non pericolosi (fusti metallici vuoti, fusti in plastica, rottami di ferro, imballaggi in legno, ecc.)
- rifiuti speciali pericolosi (filtri e stracci sporchi di olio, batterie etc).

Tali rifiuti sono raccolti a bordo della piattaforma in aree segregate ed, ove possibile, opportunamente protette anche contro gli agenti atmosferici (acqua, vento).

Per ogni tipo di rifiuto le operazioni di gestione, effettuate in conformità alle procedure del Sistema di Gestione Integrato Ambiente e Sicurezza "multisito" di Edison, comprendono deposito temporaneo presso la piattaforma, trasporto via mare mediante supply vessel al porto di Ortona accompagnati dal documento "Distinta di carico" (conformemente alla Circolare: MARICOGECAP Prot. n° 86/4075/Uff.II-Sez. 3a All: del 10/marzo/2 008 _Trasporto marittimo di rifiuti _ Serie Merci Pericolose n. 22/2008: Sicurezza della navigazione ed alle Ordinanze specifiche delle capitanerie di porto di pertinenza), registrazione sul registro di carico/scarico presso la base di Ortona e conferimento a soggetti autorizzati per la gestione dei rifiuti.

Trattandosi di piattaforma spresidiata i quantitativi prodotti dal normale esercizio sono esigui e si concentrano nei periodi di manutenzione programmata degli impianti e possono essere stimati come segue:

- Rifiuti Solidi Urbani: 2500 kg/anno;
- Imballaggi Misti: 1300 kg/anno;
- Olii Esausti: 1300 l/anno;
- Filtri Carbone: 850 kg/anno.

2.2.3.4 Emissioni sonore

Le emissioni sonore relative allo stato di fatto sono state valutate effettuando una campagna di misura presso la piattaforma RSM-B e l'unità galleggiante Alba Marina ed elaborando i dati del rilievo con il modello previsionale Soundplan (vedi Capitolo 3).

Come ricettore si è considerata l'unità galleggiante FSO, ormeggiata a circa 1450 m dalla piattaforma RSM-B e destinata allo stoccaggio del greggio estratto nonché all'alloggio del personale addetto ai lavori.

Le sorgenti sonore individuate risultano essere i macchinari e le attrezzature presenti sulla piattaforma RSM-B, nonché quelli presenti sulla stessa Alba Marina.

Il rumore prodotto in piattaforma non è avvertibile sull'unità galleggiante in ragione del fatto che le sorgenti sonore presenti su quest'ultima generano un livello di almeno 15 dBA superiore a quello relativo alla piattaforma stessa. I contributi derivanti da RSM-B sono comunque decisamente contenuti in quanto il valore massimo risulta pari a 43,6 dBA.

2.2.4 Giacimento

Il giacimento Rospo Mare è situato ad una profondità di circa 1340 m slm e presenta una *mineralizzazione ad olio pesante (circa 11,5° API*) nei calcari carsificati della piattaforma Apula caratterizzati da una morfologia molto complessa, con la presenza di frequenti affossamenti carsici (paleovalli, inghiottitoi e doline) colmatati da detriti miocenici, non serbatoio, che incidono profondamente lo spessore mineralizzato.

In particolare il giacimento è situato nel dominio sedimentario della *piattaforma Apula* caratterizzata, durante tutto il Giurassico ed il Cretacico inferiore, da una sedimentazione di tipo essenzialmente carbonatico, con spessori di diverse migliaia di metri (calcari fini localmente argillosi e dolomitizzati). La piattaforma, rimasta emersa dal Cretacico Superiore alla fine dell'Oligocene, è stata in parte erosa subendo, localmente, un'intensa azione di carsificazione

Nella fase d'emersione della piattaforma si è avuta la formazione di un paleokarst avente le seguenti caratteristiche:

- *carsismo di clima caldo* con prevalente corrosione chimica, notevole dissoluzione vacuolare, forte sviluppo di doline e doline-pozzi, e importanti concrezioni calcitiche;
- *carsismo tabulare* evidenziato dallo spessore carsificato (circa 150 m), dall'esistenza di una paleotopografia poco contrastata, dal debole paleogradiente di scorrimento delle acque (inferiore a 1%), nonché dal forte sviluppo della dissoluzione nella zona di fluttuazione della paleofalda;

- *carsismo gravimetrico* in cui l'azione predominante della gravità determina una netta zonazione verticale del sistema, con: una zona superficiale di percolazione verticale dell'acqua (epikarst e zona d'infiltrazione), ed una zona freatica con deflusso prevalentemente orizzontale, forte sviluppo di gallerie nella parte sommitale (zona dei condotti) e progressiva scomparsa di dissoluzione carsica nella parte basale (karst profondo);
- *carsismo polifase* evidenziato, nella zona dei condotti, da colmatazioni stalagmitiche interessate da fratture allargate, tipiche della zona d'infiltrazione, nonché dagli indizi di continuazione del carsismo nel corso della trasgressione oligo-miocenica;
- . *carsismo evoluto* con considerevole dissoluzione (sino al 2 % di porosità secondaria), buona caratterizzazione delle zone d'infiltrazione e freatica, e grande sviluppo di gallerie e zone colmatate.

La successiva *trasgressione marina*, alla fine dell'Oligocene, ha determinato la progressiva sommersione della piattaforma e l'insediamento di depositi marini ed evaporitici (Messiniano), che hanno contribuito alla fossilizzazione del sistema carsico di Rospo Mare, costituendone altresì la copertura impermeabile. In seguito, la tettonica appenninica ha causato una debole strutturazione ad anticlinale del giacimento, che si estende su una superficie di circa 120 km^2, con uno spessore di circa 150 m.

L'intrappolamento dell'olio in prossimità del bordo della piattaforma carbonatica (N-NE) avviene per mezzo di un acquifero di fondo inclinato (trappola idrodinamica), con profondità del contatto originario olio-acqua variabili tra 1374 e 1440 m slm e pendenze comprese tra 6 e 25 m/km, così come rilevato dai successivi pozzi di accertamento che seguirono alla scoperta del 1975 con il pozzo Rospo Mare 1 (RSM-1).

La salinità dell'acqua nell'acquifero aumenta da 36 a 44 gr/l (NaCl) nella direzione del gradiente idrodinamico, in conseguenza della progressiva diluizione dei sali contenuti nella formazione rocciosa lungo il percorso di deflusso.

2.2.4.1 Descrizione del sistema poroso

La permeabilità del giacimento di Rospo Mare è determinata da *porosità secondaria* derivata dalla dissoluzione chimica legata alla circolazione di acque meteoriche nella formazione rocciosa dal Cretacico Superiore alla fine dell'Oligocene.

Dalle acquisizioni fatte (studi di dissoluzione su carote prelevate dai pozzi e logs FMS) emerge che il processo di dissoluzione della matrice rocciosa si manifesta con la presenza di fratture allargate, vacuoli, condotti orizzontali e brecce di crollo

Le *fratture allargate*, in genere sub-verticali, sono prevalenti nella parte alta del paleokarst e vengono associate alla percolazione in verticale delle acque meteoriche al di sopra della paleozona freatica.

La presenza di *vacuoli* è riscontrabile tanto nella parte alta quanto nella parte bassa del paleokarst.

I *condotti orizzontali*, con altezze da decimetriche a metriche, sono riferibili alla circolazione sotterranea di corsi d'acqua a livello della paleo-superficie freatica.

La presenza di *brecce da crollo* è un chiaro indizio dell'esistenza di rilevanti cavità sub-orizzontali (condotti).

Il sistema poroso carsico è variamente alterato da processi chimico-fisici, successivi alla fase di dissoluzione, che hanno determinato la parziale o totale occlusione (colmatazione, riempimento) dei vuoti stessi.

Nel giacimento di Rospo Mare si distingue un *riempimento* d'origine continentale, caratteristico della carsificazione, da un riempimento di origine marina (concrezioni calcitiche e da materiale d'alterazione pedogenetica), legato allo sprofondamento della piattaforma carsificata durante la trasgressione oligomiocenica (terre rosse", principalmente costituite da caolinite spesso associata a pisolite ferrosa, con minerali d'alterazione quali ematite, boehmite e anatasio).

Dall'analisi dei fenomeni di dissoluzione e riempimento, coerentemente alle osservazioni fatte sui pozzi verticali, il regime paleoidrologico che ne ha determinato la formazione, si è determinata la zonazione verticale del paleokarst di Rospo Mare: dall'alto verso il basso, si possono distinguere quattro diverse zone (Figura 2.6): epikarst, zona d'infiltrazione, zona dei condotti e zona carsica profonda.

- *Epikarst:* Corrisponde alla parte alta della zona di percolazione verticale delle acque meteoriche. I fenomeni erosivi e di dissoluzione sono molto sviluppati, determinando una geometria superficiale alquanto irregolare, con spessori variabili tra 0 e 35 metri. Nonostante il forte sviluppo della carsificazione e la notevole presenza di fratture allargate, la porosità utile nell'Epikarst non eccede l' 1,2 % a causa dell'elevato tasso di riempimento (terre rosse ed argille marine). Nelle condizioni attuali, il drenaggio nell'Epikarst avviene prevalentemente in direzione verticale.
- *Zona d'infiltrazione:* Corrisponde geneticamente alla zona di passaggio delle acque meteoriche dall'Epikarst alla zona freatica. Il suo limite inferiore si sovrappone alla superficie libera della paleofalda mentre il suo limite superiore è più irregolare e dipende

dallo sviluppo inferiore dell'Epikarst. La zona d'infiltrazione ha uno spessore compreso tra 15 e 45 metri. Il passaggio dall'epikarst alla zona d'infiltrazione è caratterizzato dalla sparizione del fitto reticolo di fratture superficiali che lasciano il posto a grandi fasci di fratture sub-verticali allargate. Tali fasci di fratture tendono a rastremarsi verso il basso ed a confluire in poche grandi fratture (gerarchizzazione) in prossimità della zona freatica. Contrariamente a quanto avviene per l'Epikarst, la penetrazione del materiale detritico (argille mioceniche o terra rossa) all'interno della zona d'infiltrazione è molto più difficile. Per quanto maggiormente preservata che nell'Epikarst, la porosità secondaria nella zona d'infiltrazione non supera lo 0,6 % per via della localizzazione dei fenomeni di dissoluzione su fasci di fratture a spaziatura decametrica. La presenza di setti argillosi nel mezzo della matrice calcarea interrompe localmente lo sviluppo subverticale della carsificazione. Il paleodeflusso diventa allora orizzontale dando origine a delle vere e proprie gallerie in prossimità del "seal". Al di sotto di tali gallerie si crea una zona protetta (effetto ombrello) senza sviluppo della dissoluzione e quindi senza incremento della fatturazione utile. Il drenaggio nella zona d'infiltrazione avviene, comunque, in direzione prevalentemente verticale. Tutti i pozzi orizzontali sono perforati in questa zona con l'obiettivo di intersecare il maggior numero possibile di fratture.

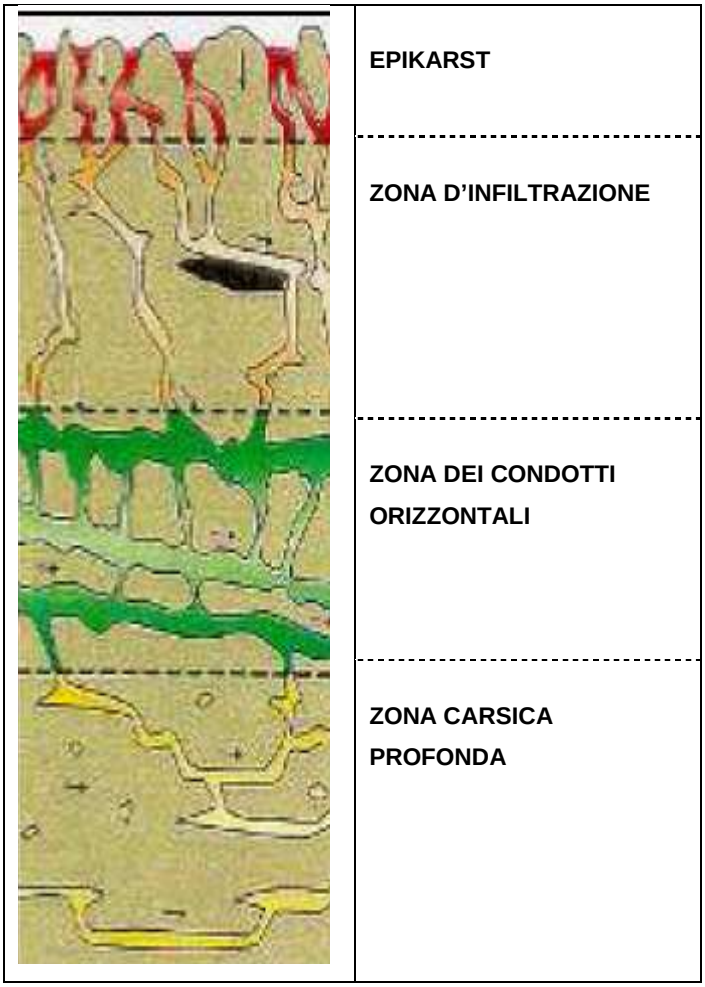


Figura 2.6 – Zonizzazione verticale del giacimento

- *Zona dei condotti orizzontali:* si sviluppa su uno spessore compreso tra 35 e 70 metri e corrisponde alla parte superiore della zona freatica, laddove i paleodeflussi verticali (soggetti a gravità) divengono orizzontali (tipo deflusso di falda). Nella zona dei condotti, il processo di dissoluzione si sviluppa soprattutto orizzontalmente, nella direzione del paleogradiente di deflusso delle acque. La direzione di deflusso è dettata dalla presenza di almeno due direzioni principali di fratturazione che determinano, in pianta, un reticolo anastomizzato di gallerie convergenti verso la zona di estuario.

  Il carattere polifasico del carsismo di Rospo Mare si evidenzia nella zona dei condotti con la presenza di almeno due livelli principali di gallerie: quelle più superficiali hanno dimensioni maggiori, ma anche una forte colmatazione che ne penalizza la porosità; quelle più profonde, di dimensioni più ridotte, ma anche maggiormente preservate per la scarsa

colmatazione che le ha interessate. Il riempimento dei condotti comprende incrostazioni calcitiche, sabbie calcaree, terre rosse, argilla continentale e marina, brecce. Nonostante la colmatazione, la zona dei condotti ha comunque permeabilità molto alte (centinaia di Darcy) sia per sua stessa natura che grazie alla presenza di un fitto reticolo di fratture ben preservate, indotte nella zona di volta delle cavità. Dal punto di vista della permeabilità, la zona dei condotti è sicuramente la migliore del campo. La porosità è dell'ordine di 2-2,5%.

- *Zona Carsica Profonda:* E' la zona in cui la circolazione delle acque e la dissoluzione diminuiscono progressivamente verso il basso. Il volume di vuoti si riduce progressivamente per lasciar posto a dei vacuoli poco comunicanti e poco riempiti. La dissoluzione si esprime solamente per mezzo di gruppi di vacuoli, senza alcun allargamento del sistema fessurato che resta chiuso. La porosità è dell'ordine di 0,5 %, mentre la permeabilità è molto modesta.

Arealmente, nel campo di Rospo Mare si distinguono tre diverse zone:

- una piattaforma carsificata con elevato tasso di fratturazione utile (zona delle piattaforme RSM-A e RSM-B);
- un bordo nord-orientale molto carsificato, ma altrettanto fortemente interessato dalla colmatazione di argille oligo-mioceniche;
- un'area di paleolapiaz, a Ovest, molto estesa, con topografia molto irregolare e forte colmatazione.

Il fattore che maggiormente influenza la distribuzione areale delle proprietà di drenaggio sia proprio il livello di colmatazione dei vuoti carsici.

In generale, si riscontra un progressivo degradamento delle caratteristiche di drenaggio procedendo da SW verso il margine NE della piattaforma, dove ai normali processi di colmatazione continentale si sovrappone l'effetto di riempimento con depositi marini associati alla trasgressione miocenica.

La definizione di dettaglio della morfologia del tetto del giacimento è stata di fondamentale importanza per la corretta ubicazione nel tempo dei pozzi produttori.

Lo sviluppo con pozzi orizzontali doveva soddisfare ad un duplice requisito: da un lato, posizionare il tratto drenante quanto più possibile lontano dall'acquifero, per limitare la produzione d'acqua; dall'altro, perforare il più lontano possibile da asperità colmatate per non pregiudicare la produttività dei pozzi stessi. E' evidente, quindi, come una risposta esaustiva ad entrambe queste

due esigenze non poteva prescindere da un'accurata conoscenza morfologica del top del reservoir.

Lo studio morfologico del paleokarst di Rospo Mare è stato condotto utilizzando la sismica 3D, nonché le informazioni desunte dallo studio sugli affioramenti della piattaforma carsificata nella vicina Apricena.

2.2.4.2 Mineralizzazione

La mineralizzazione del giacimento di Rospo Mare è rappresentata da un olio pesante (11,5° API) e molto viscoso, sottosaturo (pressione di bolla 5 bar), con modestissimi quantitativi di gas in soluzione.

Nel giugno 2008 il campo risultava in produzione con una portata media di olio anidro di circa 770 m^3/g (ST), registrando al 31/06/2008 una produzione cumulativa di 13,907 milioni m^3 (ST).

Il massimo di produzione giornaliera è stato realizzato nel corso del 1990 con una portata totale di poco superiore ai 6000 m^3/g (ST).

Nel corso della vita produttiva, il giacimento non ha manifestato alcun declino di pressione confermando l'ipotesi di un acquifero molto attivo (pressione pressoché costante al valore iniziale di 138,8 bar a 1360 mslm).

Dall'inizio della produzione, i pozzi sono gestiti tenendo sotto controllo i parametri erogativi di pressione e temperatura dinamica in superficie (testa pozzo). Il mantenimento di una pressione di testa pozzo di 5-7 bar ha consentito di produrre i pozzi in condizioni di portata critica per cono d'acqua, determinando un declino parabolico della portata, conseguente all'innalzamento dell'OWC determinato dal progressivo recupero dell'olio.

L'Olio Originariamente In Posto (OOIP), ricavato dall'inizializzazione del modello numerico, è pari a 57 milioni m^3 stock tank.

2.3 Opzioni di sviluppo del progetto

Le buone prestazioni produttive manifestate dagli ultimi due pozzi perforati nel 2006 (RSM121 e 122, dalla piattaforma RSM-A) hanno dato impulso ad una serie di valutazioni di giacimento mirate ad individuare possibili interventi finalizzati all'ottimizzazione dello sviluppo del campo, incrementando l'efficienza areale di spiazzamento, accelerando e migliorando il recupero finale.

Nelle attuali condizioni erogative del campo (pozzi in condizione limite per cono d'acqua) e con i vincoli relativi alla commercializzazione del greggio (limitata presenza d'acqua nel greggio),

l'ottimizzazione del fattore di recupero può essere perseguita solo con la perforazione di nuovi pozzi.

Le valutazioni sono state quindi rivolte ad individuare delle aree del giacimento non drenate dai pozzi esistenti e aventi caratteristiche di mineralizzazione (colonna d'olio residua) e produttività tali da poter garantire un ritorno economico dell'investimento in nuove perforazioni. Da tali studi di giacimento, finalizzati nel corso del 2007, è emersa la presenza di tre distinte zone del giacimento, poste a 4-6 km O-SO della piattaforma RSM-A, in prossimità del pozzo esplorativo RSM2 perforato nel 1978.

Considerando l'attuale posizione del contatto olio-acqua, così come prevista dal modello numerico appositamente calibrato per riprodurre l'andamento storico della produzione e la risalita del contatto ai pozzi verticali di osservazione (RSM104 e RSM328), la colonna totale mineralizzata ad olio nelle tre aree di interesse sarebbe compresa tra 60 metri e 70 metri

2.3.1 Descrizione delle alternative di progetto per la parte perforazione e completamenti

Per il drenaggio delle tre aree di giacimento individuate si è previsto la realizzazione di n. 3+1 nuovi pozzi.

Le caratteristiche del giacimento Rospo Mare, al fine di garantire una migliore produttività, rendono necessaria la perforazione dei pozzi orizzontali.

Sono state valutate due alternative per poter raggiungere con nuovi pozzi le nuove aree non ancora drenate:

1. perforazione dei nuovi pozzi da una nuova piattaforma da installare in una zona baricentrica rispetto agli obiettivi (Figura 2.7),
2. perforazione dei nuovi pozzi dalla esistente piattaforma RSM-B con la tecnica ERD (Extended Reach Drilling).

Entrambe le alternative presentano dei pro e dei contro (che vengono più avanti riassunti), ma la perforazione dalla piattaforma esistente è di gran lunga più attraente in termini di flessibilità operativa, redditivita' economica e soprattutto di impatto ambientale.

2.3.1.1 Opzione 1: Pozzi perforati da nuova piattaforma (RSM-D)

Vantaggi:

- operazioni di perforazione più semplici essendo lo scostamento orizzontale dei pozzi più contenuto

Svantaggi:

- installazione di nuove strutture (piattaforma a quattro gambe) e rimozione delle stesse alla fine della vita produttiva del giacimento
- posa del sealine e del cavo elettrico di collegamento.

2.3.1.2 Opzione 2: Pozzi perforati con tecnica ERD da piattaforma esistente (RSM-B)

Vantaggi:

- necessarie solo limitate modifiche alle strutture esistenti;
- utilizzazione degli impianti di produzione esistenti;
- razionalizzazione delle operazioni durante la fase di produzione.

Svantaggi:

- attività di perforazione più lunghe e complesse.

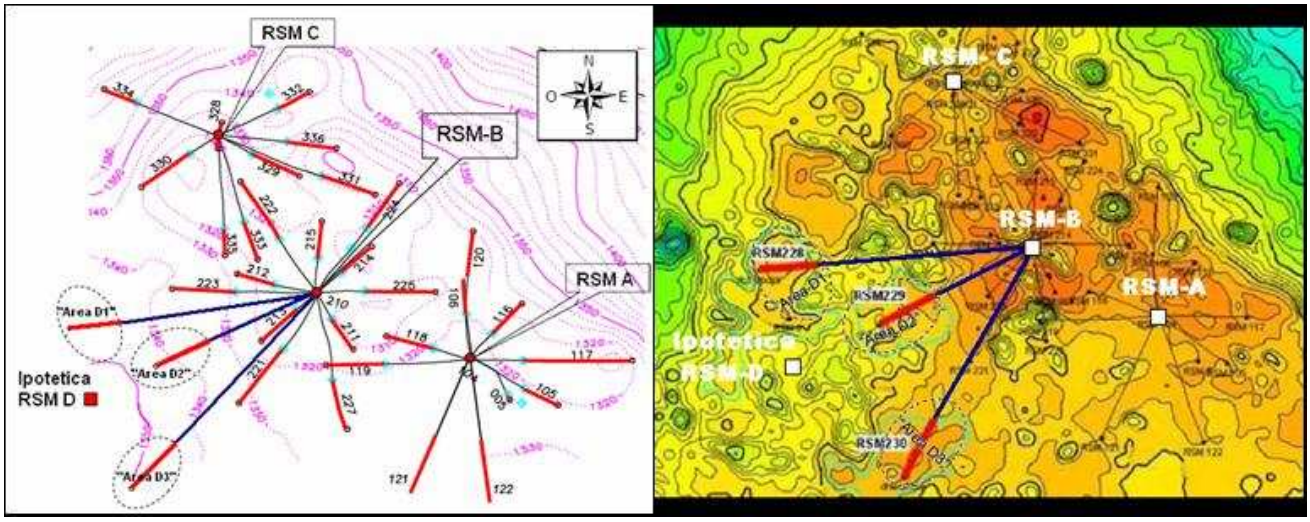


Figura 2.7 – Posizione ipotetica nuova piattaforma RSM-D e profilo pozzi RSM228, RSM229, RSM230 da piattaforma esistente RSM-B

2.3.1.3 Conclusioni

Il continuo sviluppo delle tecnologie di perforazione ha comportato il raggiungimento di obiettivi con scostamento orizzontale rispetto alle coordinate di testa pozzo sempre maggiore, consentendo la concentrazione delle attrezzature di superficie in un numero minore di siti. In tal modo è ora possibile minimizzare l'occupazione di aree e l'impatto sull'ambiente, ottimizzare la logistica e la gestione operativa dei giacimenti, ridurre i costi di investimento e operativi.

Nel caso specifico della perforazione dei nuovi pozzi di Rospo, l'utilizzo della tecnologia ERD, pur richiedendo una maggiore attività di perforazione, grazie alla possibilità di utilizzo delle strutture esistenti (piattaforma e condotte sottomarine), comporta, rispetto all'alternativa dell'installazione di una nuova piattaforma, una drastica riduzione degli impatti ambientali:

- risparmio di risorse (energia, materiali, acqua, ecc.) altrimenti impiegate per la costruzione in cantiere, esercizio e decommissioning della nuova piattaforma ipotizzata e delle relative linee sottomarine
- minor impiego di navi (non sono previste le fasi di installazione piattaforma e posa condotte realizzate mediante l'impiego di pontoni)
- invariabilità delle aree occupate rispetto a quelle esistenti, senza la fissazione di ulteriori zone di rispetto (Paragrafo 2.1.4), e conseguenti limitazione alla pesca, per la sicurezza delle nuove strutture produttive o di occupazione di fondale (sottrazione di habitat) per l'installazione del jacket.

In conclusione, si è scelto di ottimizzare la produzione del campo perforando dalla Piattaforma esistente RSM-B **con riferimento alle opzioni sopra elencate, viene quindi preferita l'opzione 2, "pozzi E.R.D. da piattaforma esistente".**

2.4 Finalità ed obiettivi dell'alternativa selezionata

Al fine di migliorare lo sfruttamento del campo è stato individuato un possibile scenario per l'esecuzione di n. 3 (RSM228, RSM229, RSM230) +1 nuovi pozzi orizzontali a partire dalla piattaforma esistente RSM-B (pozzi "infilling") per drenare riserve altrimenti non producibili in tre distinte aree del giacimento (verificate raggiungibili da RSM-B).

Le tre zone, potenzialmente prospettive per incrementare le riserve drenabili, la produzione ed il recupero finale di olio, evidenziate dall'ultima interpretazione del modello geologico del Campo di Rospo finalizzata nel 2007, sono (Figura 2.7):

- *Area D1*: situata nella parte centrale della struttura, a Sud-Ovest rispetto la RSM-B dalla quale dista circa 2 Km e "controllata" dalla presenza di 3 pozzi produttivi;
- *Area D2*: situata a Est rispetto la Zona 1, area nella quale fu perforato il pozzo esplorativo RSM 2.
- *Area D3:* situata a Sud rispetto le due Zone precedenti, in un'area praticamente inesplorata ma strutturalmente molto simile all'area nella quale sono stati perforati nel 2006 con esito positivo i pozzi RSM121 e RSM122.

Si sono previsti quindi tre nuovi pozzi di infilling, uno per ogni Area, per i quali il top dei carbonati (Epikarst) è atteso a 1324 m TVD-ssl, mentre il dreno orizzontale sarà perforato, similarmente agli altri pozzi di sviluppo ed in particolare ai pozzi di più recente perforazione, nella parte superiore della zona d'infiltrazione alla profondità di 1352 m TVD-ssl.
Si prevede di perforare i dreni orizzontali a 90° d i inclinazione, costante per tutta la loro lunghezza di circa 750 m.

Si è individuata una ulteriore area di interesse, immediatamente a nord del nuovo pozzo RSM228. Per tale zona permangono alcuni dubbi circa le caratteristiche di produttività della formazione (poiché è ubicato in prossimità del margine settentrionale del campo dove i fenomeni di colmatazione dei vuoti carsici sono molto sviluppati), per cui l'eventualità della perforazione di un pozzo ad essa dedicato verrà valutata dopo la verifica del comportamento produttivo del nuovo pozzo RSM228.

I dati identificativi del titolo minerario all'interno del quale ricade il campo Rospo Mare sono riportati nella seguente Tabella 2.7.

Tabella 2.7 – Dati identificativi del titolo minerario interessato

DENOMINAZIONE	B.C8.LF
CONFERIMENTO	09/03/1978
TITOLARITÀ	EDISON 61,7175% (r.u.) – ENI (38,2825%)
SUPERFICIE TOTALE	369,62 km^2
UBICAZIONE	Offshore - Zona B
SCADENZA	09/03/2018

2.4.1 Profili di produzione

I profili medi di produzione previsti su base annua nel suo attuale assetto ("do nothing") e nel caso di perforazione dei tre nuovi pozzi di infilling (certi), sono riportati nella tabella di seguito (Tabella 2.8), nella quale viene anche esplicitata la produzione incrementale annua attesa dai nuovi pozzi.
L'inizio della produzione dai nuovi pozzi è stato assunto in via preliminare al 1 luglio 2010, prevedendo un tempo di marcia medio di 11,4 mesi all'anno (downtime del 5% annuo).
Nella Tabella 2.9 sono invece riportate le riserve residue di olio recuperabili, al 01/01/2008, sempre nei due casi

Tabella 2.8 – Profili di produzione

ANNO	CASO BASE "DO NOTHING" m^3/anno x 1000	CASO CON POZZI INFILLING m^3/anno x 1000	INCREMENTO DOVUTO AI POZZI INFILLING m^3/anno x 1000
2008	268	268	---
2009	230	230	---
2010	201	390	188
2011	179	480	301
2012	162	341	178
2013	147	262	115
2014	135	226	91
2015	125	203	78
2016	121	188	67
2017	118	176	58
2018	114	166	52
2019	111	158	47
2020	108	151	43
2021	105	144	39
2022	102	137	35
2023	99	130	32
2024	95	124	29
2025	92	117	25
2026	89	109	20
2027	86	101	15
2028	83	89	6
2029	79	79	0
2030	76	76	0
2031	73	73	0
2032	40	40	0

Tabella 2.9 – Riserve residue

UNITÀ DI MISURA	CASO BASE "DO NOTHING" m^3/anno x 1000	CASO CON POZZI INFILLING m^3/anno x 1000	INCREMENTO DOVUTO AI POZZI INFILLING m^3/anno x 1000
Mm3 (ST)	3,0	4,5	1,4
MBbl (ST)	19,1	28,0	8,9

2.5 Descrizione e sequenza delle attività in progetto

2.5.1 Dati generali

Il programma di sviluppo del progetto prevede:

- la preparazione della Piattaforma RSM-B per la perforazione (Paragrafo 2.6), tale attività comprende:

a) l'adeguamento della sovrastruttura della piattaforma RSM-B attraverso: demolizioni per permettere l'approccio dell'impianto di perforazione, predisposizione delle tubazioni ed apparecchiature d'impianto aggiuntive e montaggio protezioni temporanee (circa 20-30 giorni lavorativi)

b) l'adeguamento della sottostruttura per l'installazione di n. 5 tubi guida (circa 30-45 giorni lavorativi)

- la perforazione di n. 3+1 pozzi di produzione (Paragrafo 2.7) mediante jack-up (circa 210 giorni)
- il ripristino della sovrastruttura della piattaforma RSM-B (Paragrafo 2.8) con l'installazione delle strutture precedentemente a rimosse e la rimozione delle strutture di protezione temporanee (circa 50 – 90 giorni).

Tali attività verranno condotte in contemporanea alla produzione, previa approvazione dell'UNMIG.

2.5.2 Tempi di realizzazione delle operazioni

I tempi stimati per la realizzazione del progetto sono indicati nella seguente Tabella 2.10.

Tabella 2.10 – Tempistica realizzativa del progetto

ADEGUAMENTO DELLA PIATTAFORMA	dicembre 2009 – febbraio 2010
PERFORAZIONE E COMPLETAMENTO	marzo – ottobre 2010
START-UP NUOVI POZZI	primo pozzo luglio 2010 start up totale ottobre 2010.
RIPRISTINO DELLA PIATTAFORMA	aprile 2011

Tale schedula potrà subire delle variazioni in funzione dei tempi autorizzativi e della disponibilità dell'impianto di perforazione.

Si stima che la vita produttiva residua del campo sia di circa 25 anni.

2.6 Descrizione delle attività di preparazione della piattaforma RSM-B alla perforazione

La Piattaforma RSM-B è caratterizzata da:

- posizione che permette il raggiungimento dei target minerari
- ampio spazio a bordo che consente l'inserimento di nuovi componenti;

- ampia capacità dell'impianto elettrico in termini di erogazione;
- disponibilità di un impianto DCS da modificare e predisporre al collegamento della strumentazione necessaria alla gestione delle nuove teste pozzo;
- posizione per l'ubicazione dei nuovi pozzi (lato Sud Ovest) che non crea interferenze con i pozzi esistenti
- presenza di un manifold lato Ovest di collegamento dei pozzi esistenti, cui è possibile collegare la linea di futura installazione per i nuovi pozzi.

Essendo tecnicamente adatta ad accogliere i nuovi pozzi infilling verrà modificata per permetterne la perforazione e la produzione.

2.6.1 Adeguamento della sottostruttura

Dai n. 12 tubi guida (Paragrafo 2.7.1.1) presenti sulla piattaforma RSM-B sono già stati perforati altrettanti pozzi, quindi non esistono tubi guida disponibili per la perforazione dei 3 nuovi pozzi (certi) previsti. La piattaforma verrà quindi adeguata (ved. Allegato RSB-B-HSE-DW-80006-B01) in modo da poter alloggiare n. 5 nuovi tubi guida di diametro 26". Tre tubi guida verranno utilizzati per la perforazione dei pozzi RSM228, RSM229 e RSM230, e uno slot verrà utilizzato eventualmente per il quarto pozzo mentre l'ultimo slot verrà lasciato vuoto, "di scorta", per possibili future opzioni di sviluppo.

I tubi guida dovranno essere ubicati in una posizione che non costituisca intralcio alla normale produzione e che permetta la perforazione mediante jack-up.

La soluzione individuata (Figura 2.8) prevede il posizionamento dei tubi guida lungo due file sul lato sud ovest della piattaforma in tal modo:

- i tubi guida corrono liberamente lungo tutti i piani della sottostruttura
- i supporti di guida e sostegno da realizzare sono di costruzione relativamente modesta e leggera.

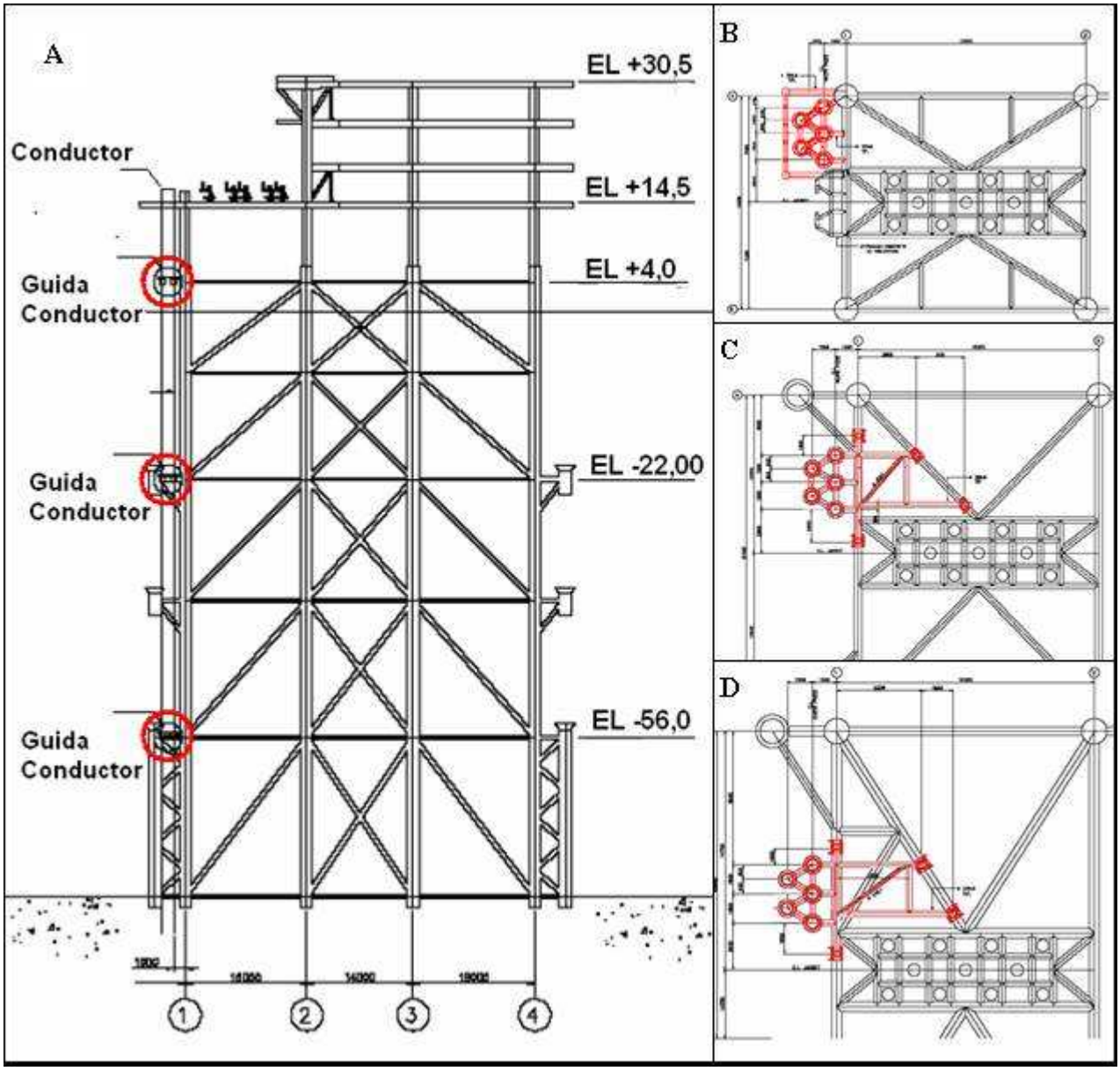


Figura 2.8 – Posizione guide per tubi (A) e strutture di sostegno che verranno installate a quota + 4,00 (B); -22,00 (C); +56,00(D).

In particolare i tubi guida saranno supportati da:

- una struttura nella posizione alla quota +4,00 sopra il livello del mare, completa di guide tubi e idonea struttura di protezione da urti di naviglio (barge bumper), installabile dalla superficie;
- una struttura di sostegno alla quota -22,00 m sotto il livello del mare
- una struttura di sostegno alla quota -56,00 sotto il livello del mare.

Il numero e la posizione dei telai di sostegno sono stati verificati mediante calcolo strutturale per assicurare la corretta rigidità al complesso.

I tubi guida ed i telai saranno realizzati in acciaio e verranno prefabbricati e verniciati a terra e giungeranno alla piattaforma RSM-B, trasportati in barre da 12 metri mediante l'ausilio del supply vessel Med Nove o attraverso l'uso del pontone, pronti per l'installazione, poi:

- le guide verranno fissate sulla piattaforma esistente alle quote previste tramite clampe imbullonate, mediante l'ausilio di sommozzatori;
- i tubi guida verranno infilati attraverso il piano deck a +14,50 m nelle guide sopra menzionate e verranno infissi mediante battipalo installato su pontone per una infissione totale nel fondale marino di circa 50 metri e poi saranno saldate.

2.6.2 Adeguamento della sovrastruttura

La perforazione dei pozzi è prevista essere effettuata con un impianto tipo jack-up (Paragrafo 2.7.2) avente sufficiente lunghezza di gambe per poter essere installato di fianco alla piattaforma (sul lato sud ovest). Data la profondità d'acqua (77 m), il prevedibile sprofondamento delle gambe nel fondale (ipotizzato in base all'ultimo posizionamento del 2006 di circa 23 m) e la necessaria elevazione al di sopra del livello mare, il mezzo idoneo deve poter disporre di almeno 115 m di lunghezza gambe al di sotto dello scafo.

Un tale mezzo è stato identificato con il jack up D.R. Stewart (Transocean), già presente nell'off-shore italiano dell'Adriatico.

L'elevazione sul livello del mare del main deck (quota +30,50 m) della piattaforma RSM-B non consentirebbe l'installazione del jack up.

La limitazione in altezza nonché le dimensioni dello suo skid dell'impianto di perforazione e del piano sonda rendono necessario:

- perforare a partire dal piano di RSM-B posto a quota +14,50 sul livello del mare
- eseguire un parziale smantellamento del piano a quota +30,50 sul livello del mare di RSM-B per consentire l'accesso ai nuovi tubi guida entro i limiti operativi del jack up.

Quindi il piano a quota +30,50 m sul livello del mare sarà parzialmente asportato curando la corretta statica delle strutture rimanenti.

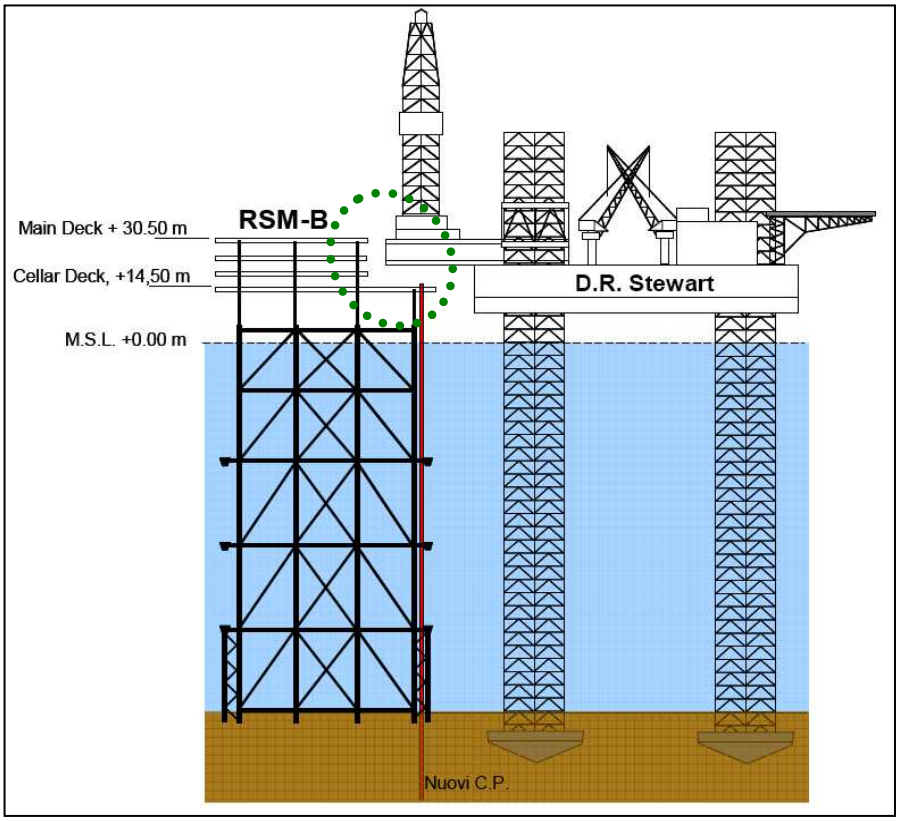


Figura 2.9 – Interferenza fra RSM-B e jack-up

In particolare la prevista sequenza delle operazioni per la modifica di RSM-B, preliminari all'installazione dei tubi guida, sarà la seguente (Figura 2.10):

- sollevamento e rimozione dei portelloni esistenti
- taglio ed asportazione di porzioni delle lamiere di ponte e delle strutture portanti del piano a quota +30,50 m (nell'area compresa tra fila 1 e fila 2 esclusa, lato A e sino alla colonna B1 che resterà in posizione)
- taglio ed asportazione colonna A1 a filo piano + 14,50 m
- rimozione scala di accesso lato sud
- realizzazione di apposita gabbia di protezione temporanea delle teste pozzo esistenti, adeguamento del fire wall esistente a protezione degli impianti di processo per consentire la perforazione simultanea alla produzione e prefabbricazione di apposite protezioni per i nuovi pozzi da collocare successivamente per permettere la loro produzione durante la perforazione.

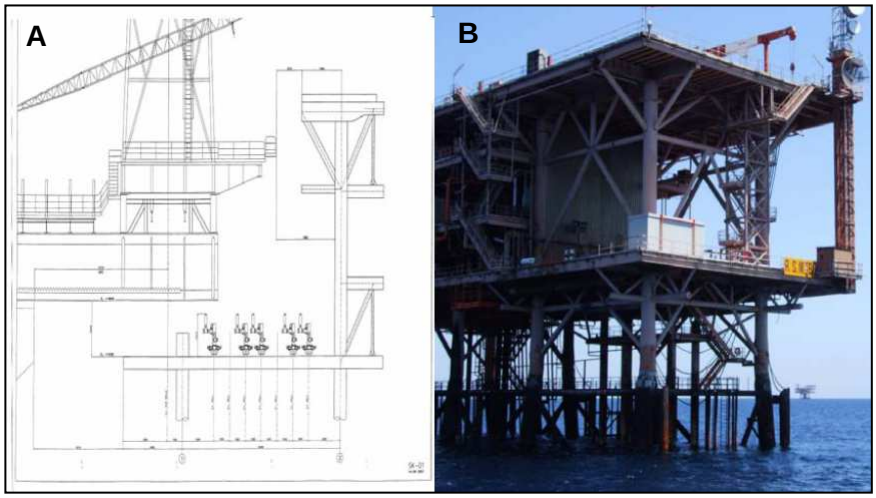


Figura 2.10 – A: Deck preparato per la perforazione; B: stato di fatto lato RSM B da modificare.

Le dimensioni e pesi dei complessivi da rimuovere tagli sono stati studiati al fine di poter effettuare le operazioni mediante l'uso della gru di bordo Mape, fermo restando la possibilità dell'uso eventuale di un idoneo crane barge.
Le sezioni rimosse saranno trasportate a terra presso l'area operativa di Edison ubicata ad Ortona, mediante uso del Supply Vessel di servizio.

2.6.2.1 Predisposizione impianti di produzione

Al fine di mettere in produzione i nuovi pozzi dopo la loro perforazione (messa in produzione del primo pozzo durante la perforazione del secondo), oltre alle attività al fine di risolvere le interferenze fra la struttura ed il jack-up, saranno predisposti gli impianti per il trattamento dell'olio prodotto.
Tali attività consistono in generale nel collegamento dei nuovi pozzi agli impianti esistenti ed operativi sulla piattaforma RSM-B, uniformando le nuove installazioni alle esistenti ed utilizzando gli stessi criteri di posizionamento e di dimensionamento. In particolare possono essere suddivise in:

- attività meccaniche
- attività elettriche
- attività strumentali.

2.6.2.2 Attività meccaniche

Prevedono la realizzazione di:

- *Linea olio:* La linea olio, prevista in rating 600# con un diametro 4" per mantenere uniformità con il sistema esistente, convoglierà l'olio greggio da ciascuna nuova testa pozzo ad un collettore collegato all'esistente manifold sul lato sud ovest. La linea verrà posata in parallelo a quella esistente sotto la pavimentazione del piano a quota +14,50 sino a fuoriuscire sul piano stesso nelle vicinanze del manifold esistente.

  A monte del collettore ciascuna linea sarà provvista di sistema di misurazione (misuratori volumetrici), a valle del quale si realizzerà, mediante valvole, il doppio collegamento ai manifolds di produzione esistenti, senza modificazione dello schema del manifold.

  Le nuove valvole di controllo sulla linea olio sono state previste nelle vicinanze delle esistenti e posizionate in modo da permettere la loro operatività vicino alle valvole attuali.

  Il percorso delle linee sarà realizzato tenendo conto di posizionare al di sotto delle stesse un'idonea sottostruttura con funzioni di raccolta perdite. Tale struttura sarà collegata con tubazioni all'esistente sistema di dreni.
- *Linea gasolio*: La linea di flussaggio di gasolio si inserirà sulla linea di produzione olio immediatamente a valle della valvola wing di ciascuna testa pozzo, mediante uno stacco sulla linea esistente. Il tie-in è previsto sulla linea esistente. La nuova linea gasolio sarà intercettata e sarà completata nel rispetto delle esistenti.

Il percorso tubazioni si svilupperà in una zona ad ovest del percorso attuale e poggerà sulla serie di bracings esistenti; sarà necessario predisporre una nuova serie di supporti laddove mancanti e provvedere a realizzare il sistema di raccolta dei dreni al disotto.

Tutte le linee saranno realizzate nel rispetto delle normative ANSI B 31.3 e comunque secondo le norme di buona ingegneria.

Tutte le saldature di testa saranno soggette a controlli radiografici (100%); quelle a tasca, d'angolo, ecc. saranno controllate con esami magnetoscopici o liquidi penetranti.

Il collaudo idraulico verrà effettuato con le procedure previste dalle norme ANSI.

Le attività richiedono, almeno per le connessioni con l'impianto esistente (collegamento al manifold), il fermo dell'impianto stesso; le linee esistenti interessate da attività di modifica dovranno essere bonificate.

Tutte le linee olio e gasolio saranno verniciate con vernice epossidica.

2.6.2.2.1 Attività elettriche

Sarà previsto il collegamento a terra del sistema piping dei nuovi pozzi, che si realizza mediante la saldatura di piastrine forate atte a fissare dei capicorda imbullonati. Il conduttore di terra, così collegato al piping, verrà integrato all'esistente sistema di terra della piattaforma.
Potrà anche essere prevista l'alimentazione elettrica per un eventuale sistema di sollevamento artificiale in pozzo.

2.6.2.2.2 Attività strumentali

Verrà ampliato il sistema di gestione esistente adeguandolo a fronte delle nuove esigenze. Le nuove apparecchiature da installare, che saranno dotate di strumentazione e quindi collegate al sistema di controllo esistente sulla piattaforma, sono:

- nuovi pozzi a singolo completamento ciascuno dotato di:
    - una valvola di fondo pozzo.
    - una valvola di blocco (Wing).
- sistema di iniezione e spiazzamento con gasolio che sfrutta l'esistente pompa e prevede una derivazione da linea esistente senza la necessità di alcun sistema di controllo.
- sistema di trasferimento del greggio dalla testa di ciascun pozzo al manifold prevede l'installazione di:
    - due pressostati di alta e bassa pressione sulla flow line da testa pozzo.
    - un sensore di temperatura sulla flow line da testa pozzo.
    - un sistema di misura tecnica della portata sulla flow line da testa pozzo.
    - una valvola di controllo di pressione per allineare la pressione del greggio prodotto alla pressione di esercizio del sistema gestita da trasmettitore di pressione dedicato
    - due valvole di blocco da 4" con attuatore sulle linee di convogliamento del greggio verso i manifolds di prova e produzione ubicati in piattaforma.
    - una serie di manometri locali per la visione della pressione in tutte le parti del nuovo sistema; sui casings, sulla testa pozzo, a monte della wing e sulla flow line.

  Il controllo delle teste pozzo si otterrà tramite l'adeguamento del sistema di controllo esistente, collegando la nuova strumentazione al DCS presente sulla piattaforma.
  I segnali provenienti dalle teste pozzo saranno inviati alla centralina di controllo esistente. La centralina a sua volta è collegata tramite un multicavo al PLC.
  Tutta la strumentazione nuova installata sulla piattaforma verrà collegata al PLC esistente la cui programmazione considererà i nuovi segnali in ingresso.

Le valvole attuate verranno collegate al pannello di controllo locale associato alla valvola, il pannello contiene le valvole solenoidi di comando. Un cavo strumentale collegherà il PLC esistente alle valvole solenoidi.

2.6.3 Fase di adeguamento - stima delle emissioni di inquinanti in atmosfera, della produzione di rumore e vibrazioni, degli scarichi idrici, della produzione dei rifiuti

2.6.3.1 Emissioni in atmosfera

Le emissioni in atmosfera, in fase di preparazione della piattaforma, sono essenzialmente legate agli scarichi di motori dei mezzi navali utilizzati.

La soluzione progettata consente la possibilità di eseguire le attività di adeguamento delle sovrastrutture senza l'ausilio di una crane barge essendo sufficiente la capacità di sollevamento della gru di bordo. I mezzi navali verranno utilizzati solo per trasferire con supply vessel a bordo i necessari equipaggiamenti e portare a terra le sezioni rimosse e un crew boat per gli spostamenti del personale. E' prevista la possibilità di alloggiare le squadre presso F.S.O. "Alba Marina" ottimizzando i tempi di cantiere e diminuendo i viaggi fra Ortona e RSM-B per il trasporto del personale.

I mezzi navali verranno utilizzati inoltre nelle attività di adeguamento delle sottostrutture per:

- il trasporto dei tubi guida e dei telai prefabbricati a terra sino a RSM-B
- l'infissione con battipalo diesel dei tubi guida
- supporto al cantiere (trasporto personale e materiali).

I mezzi che si prevede di impiegare sono:

- supply vessel:
  - Stazza: 1200 tonnellate,
  - Caratteristiche Motore: 2 motori diesel della potenza di 2900 BHP ciascuno
  - Numero: 1 mezzo
  - N. viaggi: per le attività di smantellamento si prevedono circa n. 10 viaggi verso la base di Ortona; per le attività di trasporto dei tubi guida si prevedono n. 6 viaggi
  - Durata attività di infissione tubi guida: 10 gg (battipalo).
  - Consumo carburante: 450 kg/h nella condizione di velocità costante a 12 nodi
- navi passeggeri (Crew Boat):
  - Stazza: 150 tonnellate,

- Caratteristiche Motore: 2 motori diesel, potenza 650 Cv ciascuno
- Numero: 1 mezzo
- N. viaggio da Punta Penna di Vasto: il mezzo è già di servizio al campo, quindi il cantiere determinerà un limitato numero di viaggi incrementali rispetto alle normali attività (necessari per garantire l'operatività sette giorni su sette).
- Consumo carburante: 200 kg/h a velocità di crocera.

- elicottero:
  - N. viaggi da Pescara: solo in caso di necessità.

Durante questa fase potrebbe essere utilizzato, a seconda della necessità, un crane barge.

Nella Tabella 2.11 sono riportati i fattori di emissione per i supply vessel.

Tabella 2.11 – Fattori di emissioni per supply vessel

INQUINANTE	G/KG (COMBUSTIBILE)	g/s
NOx	12,73	1,62
SO_2	10,18	1,29
CO	1,52	0,19

2.6.3.2 Produzione di rifiuti

Durante questa fase si avrà una limitata produzione di rifiuti che saranno costituiti da:

- rifiuti di tipo solido urbano (lattine, cartoni, imballaggi, etc.);
- rifiuti derivanti dalle attività di costruzione e demolizione (limitati quantitativi di sfridi metallici, cavi, stracci, ecc.).

2.6.3.3 Emissioni liquide

Nella fase di infissione dei tubi, per effetto della battitura dei pali, si potrà avere un incremento di torbidità circoscritto ad una zona di qualche decina di metri quadrati vicino al fondo. Gli effetti saranno molto circoscritti ed il ripristino delle condizioni normali sarà rapido.

L'immissione in mare di composti azotati e fosforati e genericamente di sostanza organica legata alla vita di bordo, durante il cantiere, hanno carattere temporaneo e sono irrilevanti data la capacità di diluizione dell'ambiente circostante.

La presenza di idrocarburi totali è legata alle attività condotte con mezzi navali ed è quasi esclusivamente prodotta dagli scarichi dei motori dei mezzi navali presenti.

In considerazione della durata molto ridotta delle operazioni che coinvolgono mezzi navali non produrrà alcun impatto rilevante sulla componente ambiente idrico.

2.6.3.4 Emissioni sonore

L'unica fase dell'adeguamento che determinerà un impatto sulla componente rumore è l' infissione dei tubi guida.

Secondo la letteratura esistente l'attività in esame può essere assimilata ad una sorgente puntiforme equivalente con potenza sonora pari a 121.0 dBA.

Per la valutazione degli impatti si rimanda al paragrafo 4.4.1.

La durata dell'impatto acustico è comunque limitata allo svolgimento dell'attività di infissione dei tubi guida, di durata pari a 10 giorni, e non si prevedono impatti significativi.

2.7 Descrizione delle attività di perforazione

2.7.1 Cenni sulle tecniche di perforazione

Nella perforazione di un pozzo si devono realizzare in sostanza due azioni:

1. vincere la resistenza del materiale roccioso in cui si opera in modo da frantumarlo;
2. rimuovere le parti scavate per continuare ad agire su nuovo materiale ottenendo così un avanzamento della perforazione stessa.

La tecnica utilizzata nell'industria petrolifera è a rotazione, o *rotary*, nella quale l'azione di scavo è esercitata da uno scalpello in rotazione mentre l'azione di rimozione è ottenuta dalla circolazione diretta di fluidi (*fango*).

Lo scalpello si trova all'estremità di una *batteria di perforazione* composte da elementi tubolari (detti "aste"), di acciaio a sezione circolare e lunghezza di circa 9 metri, uniti per mezzo di giunti filettati.

Per mezzo della batteria, sostenuta dall'argano della torre di perforazione, è possibile: calare lo scalpello in pozzo, trasmettergli il moto di rotazione, far circolare il fluido di perforazione (fango), scaricare il peso necessario allo scavo e pilotare la direzione di avanzamento nella realizzazione del foro.

L'avanzamento della perforazione, ed il raggiungimento dell'obiettivo minerario, avviene per fasi successive, perforando tratti di foro di diametro gradualmente decrescente: una volta eseguito un tratto di perforazione si estrae la batteria di aste di perforazione dal foro e lo si riveste con tubazioni metalliche (*casing*) che sono subito cementate alle pareti del foro stesso, isolandolo dalle formazioni rocciose.

Dopo la cementazione si cala nuovamente lo scalpello, di diametro inferiore al precedente, all'interno del *casing* per la perforazione di un successivo tratto di foro, che a sua volta verrà poi protetto dal casing stesso.

I principali parametri che condizionano la scelta delle fasi sono:

- profondità del pozzo;
- caratteristiche degli strati rocciosi da attraversare;
- andamento del gradiente nei pori;
- numero degli obiettivi minerari.

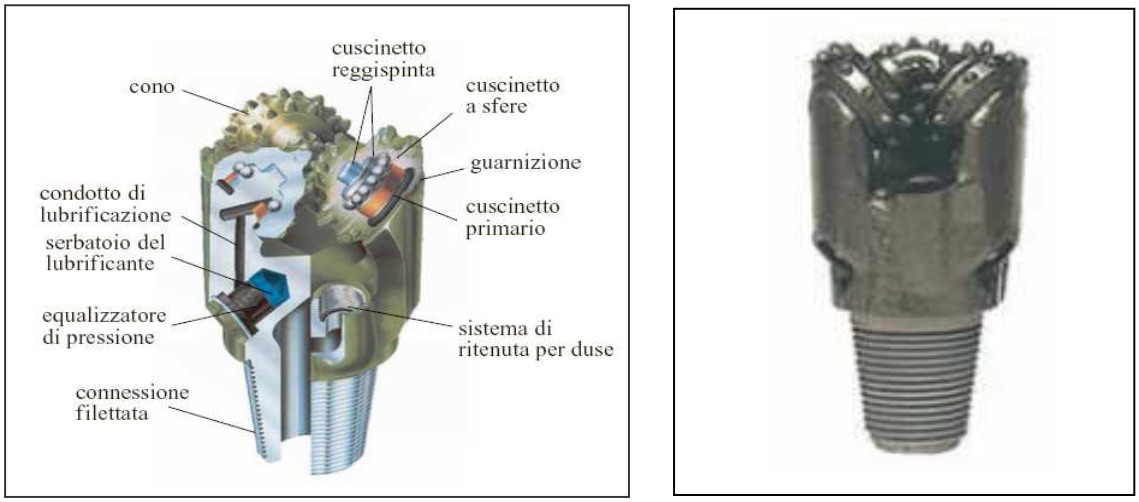


Figura 2.11 – Scalpello tricono

2.7.1.1 Rivestimento del pozzo

La perforazione di un pozzo provoca una perturbazione dell'equilibrio meccanico e idraulico delle formazioni rocciose circostanti, tale equilibrio deve essere ripristinato ad ultimazione di ogni fase di perforazione con la messa in opera di una *colonna di rivestimento, o casing*: si tratta di una tubazione in acciaio che parte dalla superficie e arriva a fondo pozzo, ed è connessa rigidamente alla formazione rocciosa con una malta cementizia, che ha il compito di isolare idraulicamente le rocce perforate. Il casing trasforma il pozzo in una struttura stabile e permanente, in grado di ospitare le attrezzature per la produzione dei fluidi di strato. Esso sostiene le pareti del foro ed evita la migrazione di fluidi dagli strati con pressione maggiore a quelli con pressione minore. Inoltre, durante la perforazione, protegge il foro dai danni provocati da urti e sfregamenti della batteria, funge da ancoraggio per le apparecchiature di sicurezza (BOP, Blow Out Preventers,

Paragrafo 2.7.2.3.5) e, se il pozzo è produttivo, per la croce di produzione. Al termine della perforazione, un pozzo è composto di una serie di tubazioni concentriche di diametro decrescente, ognuna delle quali arriva a una profondità maggiore (Figura 2.12). I casing sono formati da tubi in acciaio senza saldatura, con filetto maschio a entrambe le estremità, uniti tra loro da manicotti filettati.

Le funzioni e le denominazioni dei vari casing variano secondo la profondità; partendo da quello più superficiale, si ha dapprima *il tubo guida o conductor pipe*, poi la *colonna di ancoraggio*, le *colonne intermedie* e infine la *colonna di produzione*.

Il *tubo guida* viene generalmente infisso nel terreno, con un battipalo, ad una profondità variabile in funzione della natura dei terreni attraversati, di norma compresa tra 30 e 50 m. Il tubo guida permette la circolazione del fango durante la prima fase della perforazione, proteggendo le formazioni superficiali non consolidate dall'erosione dovuta alla circolazione stessa. Il tubo guida non è inserito in un foro perforato e solitamente non è cementato, quindi spesso non è considerato una colonna di rivestimento vera e propria.

La *colonna di ancoraggio* ha, tra le sue funzioni, quella di isolare in profondità il pozzo dai sistemi di alimentazione e/o circolazione delle acque sotterranee, riducendo al minimo la possibilità di interferenza con le falde da parte dei fluidi di perforazione o delle acque salmastre più profonde. Inoltre questa colonna fornisce il supporto alle apparecchiature di sicurezza, ancora le successive colonne di rivestimento, supporta la testa pozzo e soprattutto deve resistere ai carichi di compressione conseguenti al posizionamento delle colonne di rivestimento successive.

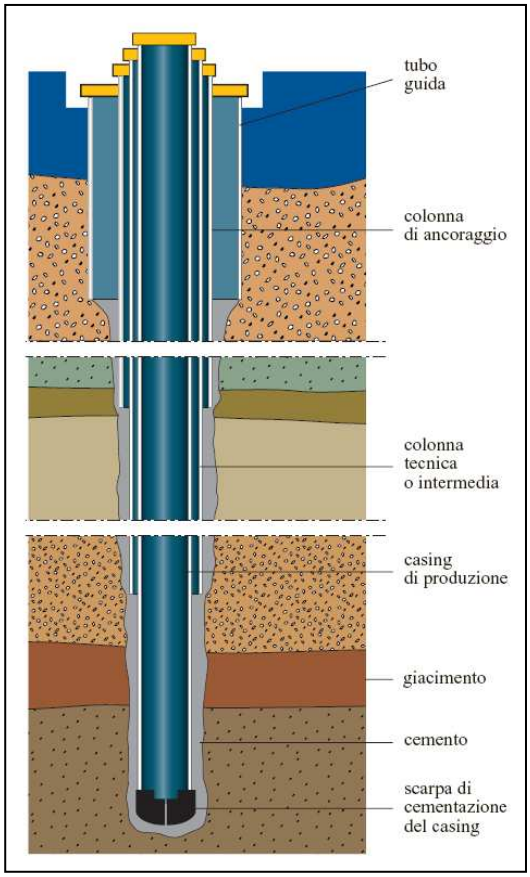


Figura 2.12 – Profilo tubaggio pozzi

Le colonne di rivestimento successive sono dette colonne tecniche (o intermedie), e possono essere in numero variabile secondo le esigenze specifiche del pozzo. La quota di tubaggio delle colonne intermedie dipende dal profilo di pressione dei fluidi di strato.

Infine, si ha la colonna di produzione, che è l'ultimo casing messo in opera nel foro; esso giunge sino al tetto della formazione produttiva, se il completamento è a foro scoperto, oppure l'attraversa tutta, se il completamento è a foro rivestito. All'interno di questo casing sono alloggiate le attrezzature di completamento, che permettono la risalita a giorno dei fluidi di strato.

2.7.1.2 Cementazione delle colonne

La cementazione delle colonne consiste nel riempire con malta cementizia (acqua, cemento ed eventualmente specifici additivi), l'intercapedine tra le pareti del foro e l'esterno delle colonne (casings). Il risultato dell'operazione di cementazione delle colonne è estremamente importante

perché deve garantire sia la tenuta idraulica del pozzo sia l'isolamento dalle formazioni rocciose attraversate. I compiti affidati alle cementazioni delle colonne di rivestimento sono principalmente i seguenti:

- consentire al sistema casing - testa pozzo di resistere alle sollecitazioni meccaniche e agli attacchi degli agenti chimici e fisici a cui viene sottoposto;
- formare una camicia che, legata al terreno, contribuisca a sostenere il peso della colonna a cui aderisce e di eventuali altre colonne agganciate a questa (liner);
- isolare gli strati con pressioni e mineralizzazioni diverse, ripristinando quella separazione delle formazioni che esisteva prima dell'esecuzione del foro.

Il risultato della cementazione viene verificato con speciali tecniche (*cement bond log*).

2.7.2 Caratteristiche dell'impianto di perforazione e suo posizionamento sul sito di perforazione

Le operazioni di perforazione dei pozzi saranno effettuate con l'utilizzo di un impianto di tipo *"Jack-up Drilling Unit"* (ved. Allegati n. RSB-B-HSE-DW-80007-B01 e RSB-B-HSE-DW-80008-B01).
Il jack-up è una piattaforma *autosollevante*, composta da uno scafo galleggiante solitamente a pianta triangolare (dimensioni circa di 55 x 60 m) con tre gambe mobili poste ai vertici dello scafo, a moto indipendente (lunghe sino a 135 m).
Le *gambe* sono costituite da una struttura a traliccio a sezione quadrata o triangolare, che possono scorrere verticalmente rispetto allo scafo grazie ad un meccanismo a pignone e cremagliera comandato elettricamente. Il moto di avanzamento permette di far poggiare i cassoni di carico (detti anche spud cans) sul fondo marino e far quindi sollevare lo scafo sopra il livello del mare.
La piattaforma viene trasferita, in posizione di galleggiamento sullo scafo, con le gambe sollevate, sul luogo ove è prevista la perforazione dei pozzi ed è presente la piattaforma di produzione (descritta al Paragrafo 2.2.2).
Una volta arrivata nel sito selezionato, il jack-up si accosta ad un lato della struttura della piattaforma di produzione e le tre gambe vengono abbassate, sino a quando i cassoni di carico, posti alla loro base, toccano il fondo del mare, sino ad infiggersi lentamente e saldamente nel fondale.
Lo scafo della piattaforma viene quindi sollevato al si sopra della superficie marina di circa 10-15 m, in funzione della massima altezza d'onda prevista, al fine di evitare interazioni con il moto ondoso e con gli effetti di marea.
Nella Figura 2.14 è riportato un esempio di Jack-up Drilling Unit operante su una piattaforma pre-

installata (visibile a destra nella foto), in situazione analoga a quanto programmato per il campo di Rospo Mare.

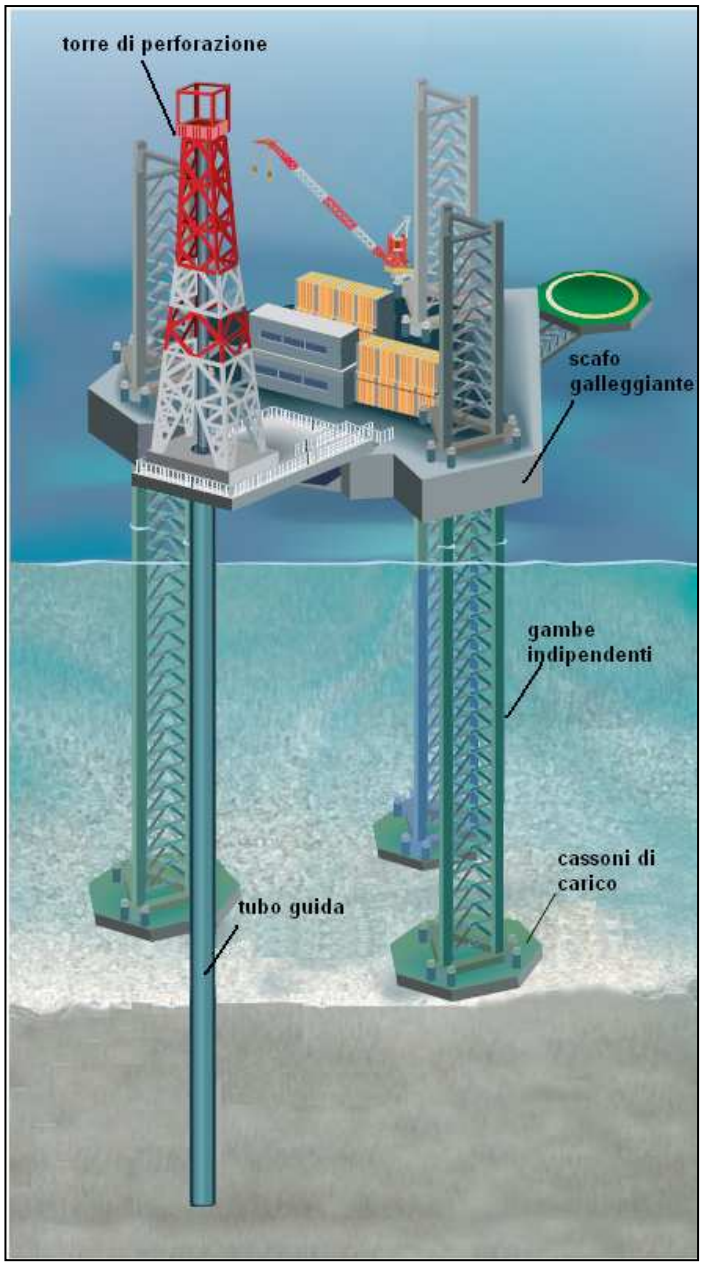


Figura 2.13 – Jack-up

Figura 2.14 – Jack-up Drilling Unit posizionato presso una piattaforma.

Al termine delle operazioni di perforazione lo scafo viene riabbassato in posizione di galleggiamento, sollevando le gambe dal fondale marino e la piattaforma può essere rimorchiata presso un'altra postazione.
Di seguito vengono descritte sinteticamente le unità che compongono il jack-up.

2.7.2.1 Scafo

Sullo scafo della piattaforma sono alloggiati le attrezzature di perforazione, i materiali utilizzati per perforare i pozzi, i fanghi di perforazione ed fluidi di lavoro, gli impianti necessari per la generazione di potenza, il modulo alloggi per il personale operativo a bordo ed altre attrezzature di supporto (per es. gru, eliporto).
Al suo interno sono alloggiati i motori ed i gruppi elettrogeni per la produzione di energia elettrica, le vasche fango e le pompe, i magazzini per i materiali di perforazione, i serbatoi di zavorra (acqua di mare), del gasolio e dell'acqua potabile, i silos del cemento e dei materiali utilizzati per

confezionare il fango di perforazione, i locali officina e i locali dei servizi ausiliari (antincendio, produzione acqua potabile, trattamento liquami civili, ecc.).

Le successive figure riportano le principali sezioni che in generale costituiscono il Jack-up, suddivise fra piano principale (Figura 2.15) e piano motori, pompe, vasche (Figura 2.16).

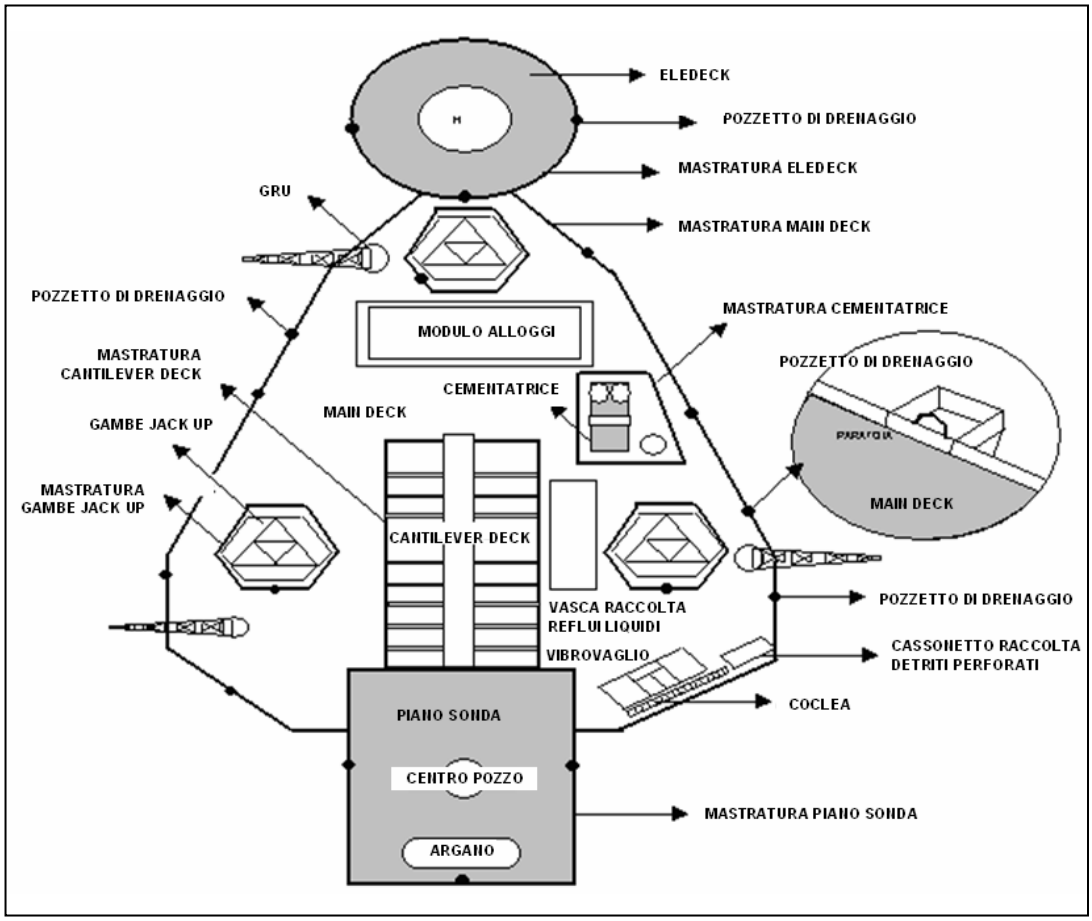


Figura 2.15 – Planimetria Impianto Jack-Up Drilling Unit (Piano Principale).

2.7.2.2 Modulo alloggi

Il modulo alloggi comprende i locali utilizzati dal personale a bordo ovvero: camere, mensa, cucina, lavanderia, spogliatoi, servizi igienici, uffici, sala radio e sala di controllo. E' composto da un blocco unico a più piani situato sul lato opposto del jack-up rispetto alla torre di perforazione.

2.7.2.3 Impianto di perforazione

Durante la fase di perforazione, l'impianto deve assolvere essenzialmente a tre funzioni: sollevamento, o più esattamente manovra degli organi di scavo (batteria, scalpello), rotazione degli stessi e circolazione del fango di perforazione. Queste funzioni sono svolte da sistemi indipendenti che ricevono l'energia da un gruppo motore comune accoppiato con generatori di energia elettrica.

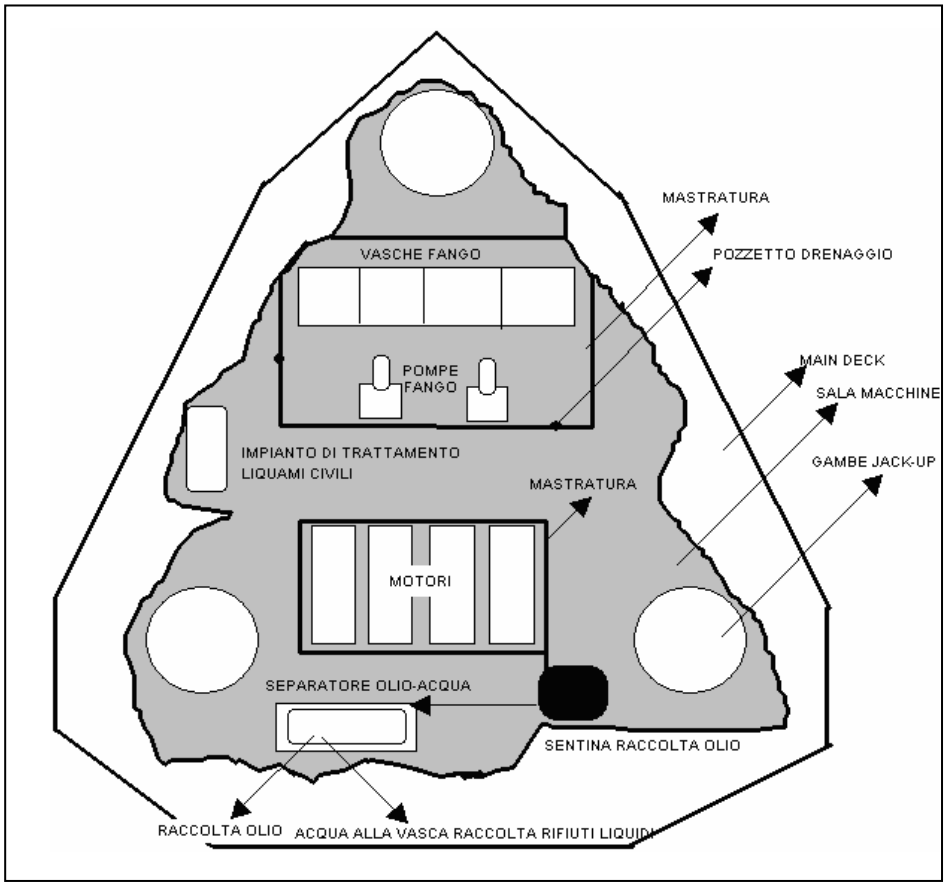


Figura 2.16 – Planimetria Impianto Jack-Up Drilling Unit (Piano Motori, Pompe, Vasche).

2.7.2.3.1 Sistema di sollevamento

Il *sistema di sollevamento* è il complesso di attrezzature necessarie per manovrare qualsiasi materiale all'interno del pozzo, ed in particolare, permette le manovre di sollevamento e discesa in foro della batteria di aste e del casing e di mantenere in tensione le aste in modo da far gravare sullo scalpello solo il peso della parte inferiore della batteria. Esso è costituito da una parte strutturale (sottostruttura e torre di perforazione), dal complesso di taglia (mobile e fissa) e gancio, dall'argano, dal freno e dal cavo di manovra. La sottostruttura è la base d'appoggio per la torre e l'argano e costituisce il piano di lavoro, o piano sonda.

2.7.2.3.2 Sistema di rotazione

È il sistema che ha il compito di imprimere il moto di rotazione allo scalpello. È costituito da una testa motrice, o Top Drive, e dalla batteria di aste di perforazione.

- Il *Top Drive* (Figura 2.18), che negli ultimi anni ha sostituito il sistema tavola rotary + asta motrice, raggruppa in un unico sistema l'equipaggiamento per la connessione delle aste, la rotazione della batteria e la circolazione del fluido. Esso consiste essenzialmente in un motore di elevata potenza al cui rotore viene resa solidale la batteria di perforazione. Inclusi nel top drive vi sono: la testa di iniezione (l'elemento che permette il pompaggio dei fango all'interno della batteria di perforazione mentre questa è in rotazione), un sistema per l'avvitamento e lo svitamento delle aste della batteria di perforazione e un sistema di valvole per il controllo del fango pompato in pozzo. Il complesso del top drive è sospeso alla taglia mobile per mezzo del gancio ed è guidato da un carrello scorrevole lungo due binari verticali, fissati alla torre di perforazione, che offrono la coppia reattiva necessaria a impedire la rotazione di tutto il complesso e consentono il libero movimento verticale.
- La *batteria di perforazione* è un insieme di aste cave di sezione circolare, esteso dalla superficie fino a fondo pozzo. La funzione della batteria è triplice, poiché essa porta a fondo foro lo scalpello, trasmettendogli rotazione e carico verticale, permette la circolazione del fluido di perforazione a fondo pozzo, e infine guida e controlla la traiettoria del foro. Le aste che compongono la batteria di perforazione si distinguono in aste di perforazione (Figura 2.17) e aste pesanti (di diametro e spessore maggiore). Queste ultime vengono montate, in numero opportuno, subito al di sopra dello scalpello, in modo da creare un adeguato peso sullo scalpello. Tutte le aste sono avvitate tra loro in modo da garantire la trasmissione della torsione allo scalpello e la tenuta idraulica. Il collegamento rigido viene ottenuto mediante giunti a filettatura conica.

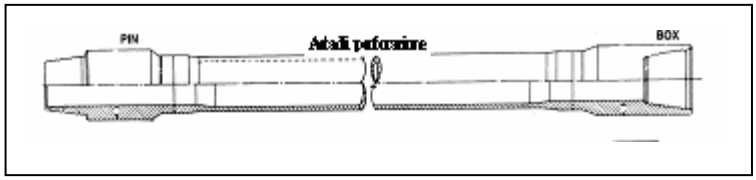


Figura 2.17 – Asta di Perforazione

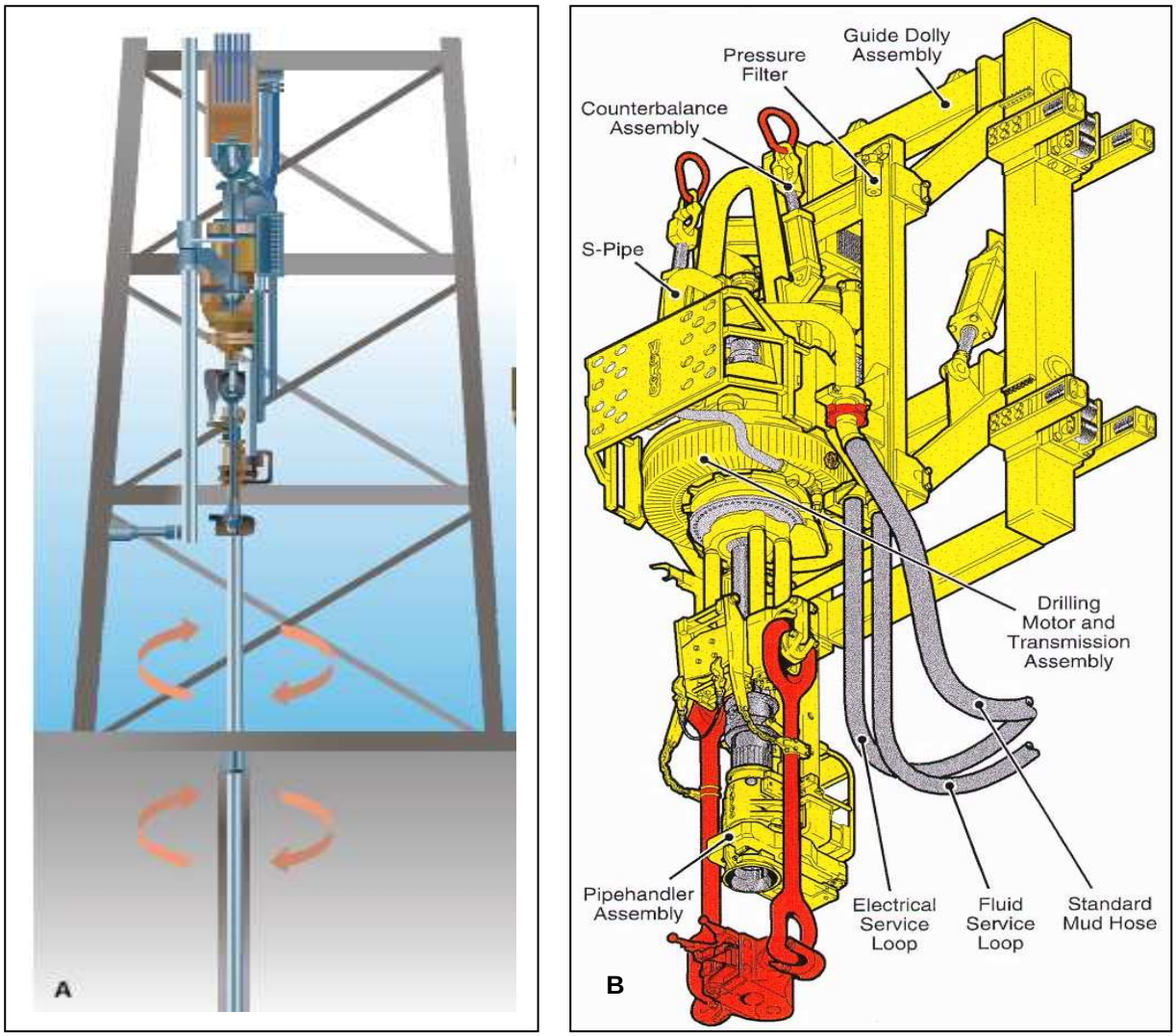


Figura 2.18 – A: Top Drive montata sulla torre; B: Particolare del Top Drive System

2.7.2.3.3 Sistema di circolazione

Il fluido di perforazione si muove in un circuito chiuso: esso viene pompato nella batteria, giunge, dall'interno delle aste, allo scalpello, dove fuoriesce da apposite aperture e pulisce il fondo foro, quindi risale nell'intercapedine tra aste e foro sino alla superficie, attraversa il sistema di rimozione solidi, che separa i detriti di perforazione dal fluido, e viene raccolto in vasche di accumulo. Da qui è rimandato alle pompe fango che, attraverso una tubazione rigida e un tubo flessibile, lo inviano nuovamente alla testa di iniezione del Top Drive, chiudendo il circuito.

Il sistema di circolazione è costituito da:

- *pompe fango* (Figura 2.19): pompe volumetriche a pistoni che forniscono al fango la pressione e la portata necessarie a superare le perdite di carico nel circuito e garantirne la circolazione;
- *condotte di superficie - manifold – vasche*: le condotte di superficie, assieme ad un complesso di valvole posto a valle delle pompe (manifold di sonda), consentono di convogliare il fango per l'esecuzione delle funzioni richieste. Nel circuito sono inoltre inserite diverse vasche di accumulo che contengono una riserva di fango da utilizzare in caso di perdite di circolazione o assorbimento del pozzo;

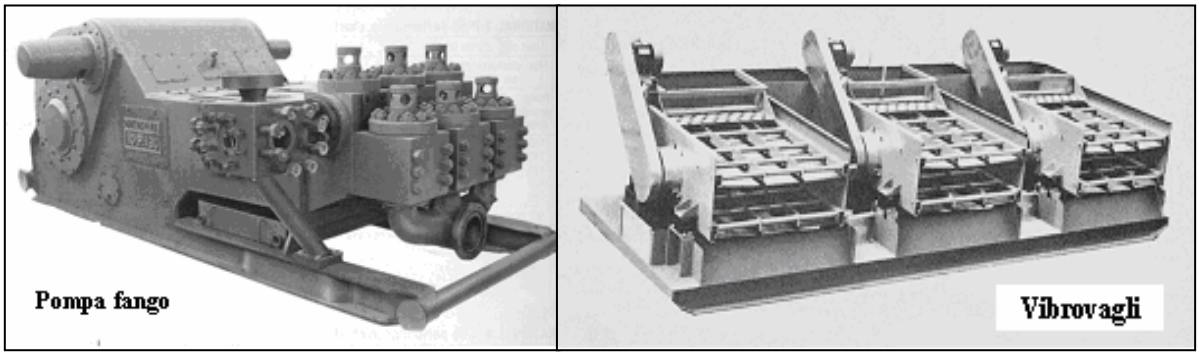


Figura 2.19 – Pompa Fango e vibrovagli

- *sistema di rimozione solidi:* apparecchiature che hanno il compito di separare dal fango i detriti di perforazione (cutting) raccolti a fondo foro, comprendono vibrovagli (Figura 2.19), cicloni e centrifughe. Il vibrovaglio è una macchina dotata di una o più reti sovrapposte, con maglie di varia apertura, leggermente inclinate e poste in vibrazione da alberi rotanti squilibrati con masse eccentriche. La dimensione dei cutting eliminabili ai vibrovagli dipende dalle aperture delle reti utilizzate, anche se in pratica non scende mai sotto i 100 mesh. Le particelle più fini (sabbia fine e silt) sono rimosse a valle dei vibrovagli, tramite

degli idrocicloni (desander e desilter). I cutting separati vengono raccolti in appositi cassonetti e trasportati a terra mediante supply vessels.

2.7.2.3.4 Fanghi di perforazione

La circolazione del fango assolve contemporaneamente alle seguenti funzioni principali:

- asportazione dei detriti dal fondo pozzo e loro trasporto a giorno, sfruttando le caratteristiche reologiche dei fanghi stessi;
- raffreddamento e lubrificazione dello scalpello;
- contenimento dei fluidi presenti nelle formazioni perforate, ad opera della pressione idrostatica esercitata dalla colonna di fango;
- consolidamento della parete del pozzo e riduzione dell'infiltrazione in formazione, tramite la formazione di un pannello rivestente il foro.

I fanghi sono fluidi in cui l'acqua o una emulsione di acqua e isoparaffina sintetica a bassa tossicità è la fase continua e i solidi sono la fase dispersa. La fase solida è costituita prevalentemente da argille (bentonite) che conferiscono al fango le proprietà colloidali, con eventuale aggiunta di polimeri per il controllo della filtrazione e delle proprietà reologiche, di materiali d'appesantimento per il controllo della densità e di soda caustica per il controllo del pH.

Le proprietà colloidali, fornite dalle argille (ed esaltate da particolari prodotti quali la Carbossil Metil Cellulosa), permettono al fango di mantenere in sospensione i materiali d'appesantimento ed i detriti, anche a circolazione ferma, con la formazione di gel, e di formare il pannello di copertura sulla parete del pozzo.

Gli appesantimenti servono a dare al fango la densità opportuna per controbilanciare la pressione di formazione.

I fluidificanti sono invece utilizzati per controllare la viscosità e la gelificazione del fango. La viscosità di un fango può essere infatti ridotta mediante diluizione, rimozione meccanica dei solidi, oppure con l'aggiunta di fluidificanti (tannini, lignosulfonati, cromolignite, ecc.) che modificano le interazioni chimiche e fisiche tra solidi e fluidi, in particolare tra argilla e acqua.

Per svolgere contemporaneamente ed efficacemente tutte le suddette funzioni, i fluidi di perforazione richiedono continui controlli delle loro caratteristiche reologiche e correzioni da parte di operatori specialisti (fanghisti).

Il tipo di fango ed i suoi componenti chimici sono scelti principalmente in funzione delle litologie attraversate e delle temperature.

Tabella 2.12 – Possibili additivi dei fanghi di perforazione

PRODOTTO	AZIONE
Bentonite - bentonite argilla sodica – argille modificate	Viscosizzante principale
Barite ($BaSO_4$)	Regolatori di peso
CMC LV (a bassa viscosità) miscele di amidi - polisaccaridi	Riduttori di filtrato
Lignosolfonati - Lignine solforate (residui della lavorazione della carta). Lignine - ligniti. Zirconio citrato	Fluidificanti e disperdenti
CMC HV (ad alta viscosità) - carbossimetilcellusa (cellulosa modificata) PAC - polimero cellulosico anionico (cellulosa modificata) Xantan gum - biopolimero (prodotto con polisaccaridi modificati da batteri del genere "xantomonas"	Regolatori di viscosità
Soda caustica Carbonato e bicarbonato di sodio – calce spenta	Correttori di pH Alcalinizzanti
Lubrificante ecologico	Lubrificante
Lamix 30	Isoparaffina sintetica

2.7.2.3.5 Prevenzione dei rischi durante la perforazione

I rischi in fase di perforazione sono per lo più legati alla possibilità di rilascio incontrollato di fluidi di strato (acqua o idrocarburi). Per questo motivo durante la perforazione, le Best Practices, prevedono sempre e comunque la contemporanea presenza di almeno due barriere, al fine di contrastare la pressione dei fluidi presenti nelle formazioni attraversate. Tali barriere sono il fluido (fango di perforazione o brine di completamento) e i Blow-Out Preventers (BOP).

Poiché l'eruzione (o blow-out) è l'ultimo di una successione di eventi, la prevenzione viene fatta in primo luogo per mezzo di specifiche pratiche operative e procedure volte ad impedire l'ingresso dei fluidi in pozzo, e nella malaugurata ipotesi che ciò si verifichi, ad espellerli in maniera controllata senza che ciò degeneri in eruzione.

Per mettere in atto queste procedure è altresì necessario il monitoraggio costante di tutti i parametri di perforazione. Tale monitoraggio viene operato da due sistemi indipendenti di sensori, funzionanti in modo continuativo durante l'attività di perforazione. Esso risulta essenziale per il riconoscimento in modo immediato delle anomalie operative. Il primo sistema di monitoraggio è inserito nello stesso impianto di perforazione, il secondo sistema è composto da una unità computerizzata presidiata da personale specializzato che viene installata sull'impianto di

perforazione su richiesta dell'operatore con il compito di fornire l'assistenza geologica e il controllo dell'attività di perforazione.

Fango di Perforazione

Il fango di perforazione rappresenta la prima barriera contro l'ingresso dei fluidi di formazione in quanto contrasta, con la sua pressione idrostatica, l'ingresso di fluidi di strato nel foro. Perché ciò avvenga la pressione idrostatica esercitata dal fango deve essere sempre superiore o uguale a quella dei fluidi (acqua, olio, gas) contenuti negli strati rocciosi permeabili attraversati, quindi il fango di perforazione deve essere appesantito ad una densità adeguata.

Per particolari situazioni geologiche i fluidi di strato possono avere anche pressione superiore a quella dovuta al solo normale gradiente idrostatico dell'acqua. In questi casi si può avere un imprevisto ingresso dei fluidi di strato nel pozzo, i quali, avendo densità inferiori al fango, risalgono verso la superficie. La condizione ora descritta detta "kick" si riconosce inequivocabilmente dall'aumento di volume del fango nelle vasche. In questa fase di controllo pozzo, per prevenire le eruzioni, servono allora altre apparecchiature di sicurezza che vengono montate sulla testa pozzo. Esse prendono il nome di blow-out preventers e la loro azione è sempre quella di chiudere il pozzo, sia esso libero che attraversato da attrezzature (aste, casing, ecc.).

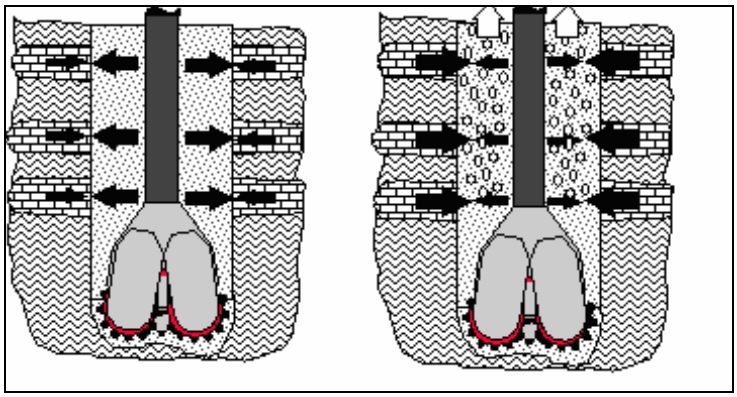


Figura 2.20 – Scalpello e Fango di Perforazione

Apparecchiature di Sicurezza (Blow-Out Preventers)

I Blow-Out Preventers rappresentano la seconda barriera nella prevenzione di eruzioni. Essi vengono attivati quando si registra l'ingresso in pozzo di fluidi di formazione, al fine di attivare in sicurezza le procedure di controllo pozzo (finalizzate all'espulsione controllata dei fluidi entrati in pozzo). Tipicamente, in un impianto di perforazione sono presenti le seguenti due tipologie di BOP:

- Il *BOP anulare*, o a sacco, per via della forma dell'organo di chiusura, montato superiormente a tutti gli altri. Esso dispone di un elemento in gomma, opportunamente sagomato, che sollecitato da un pistone idraulico con spinta in senso assiale, si deforma aderendo al profilo dell'elemento interno su cui fa chiusura ermetica. La chiusura avviene quindi per ogni diametro e sagomatura della batteria di perforazione o di casing. Anche nel caso di pozzo libero dalla batteria di perforazione, il BOP anulare assicura sempre una certa tenuta;
- Il *BOP a ganasce*, dotato di diverse coppie di saracinesche prismatiche, opportunamente sagomate per potersi adattare al diametro delle attrezzature presenti in pozzo, che possono essere serrate tra loro da un meccanismo idraulico ad azionamento automatico, completamente indipendente dal resto dell'impianto. Il numero e la dimensione delle ganasce è funzione del diametro degli elementi costituenti la batteria dì perforazione. È inoltre presente un set di ganasce trancianti "shear rams" che opera la chiusura totale del pozzo quando questo è libero da attrezzature. In caso di emergenza, le ganasce possono tranciare le aste di perforazione, qualora presenti all'atto della chiusura.

Questi elementi sono normalmente messi insieme a formare lo "stack BOP", generalmente composto da 1 o 2 elementi a sacco e 3 o 4 elementi a ganasce. Le funzioni dei BOP sono operate idraulicamente da 2 pannelli remoti. Per la circolazione e l'espulsione dei fluidi di strato vengono utilizzate delle linee ad alta pressione dette "choke" e "kill lines" e delle apposite valvole a sezione variabile dette choke valves che permettono di controllare pressione e portata dei fluidi in uscita.

Tutte le funzioni dei BOP, così come tutte le valvole e linee di circolazione kill e choke, sono operate dalla superficie tramite comandi elettroidraulici. Inoltre, tutte le funzioni ed i comandi sono ridondanti e "fail safe".

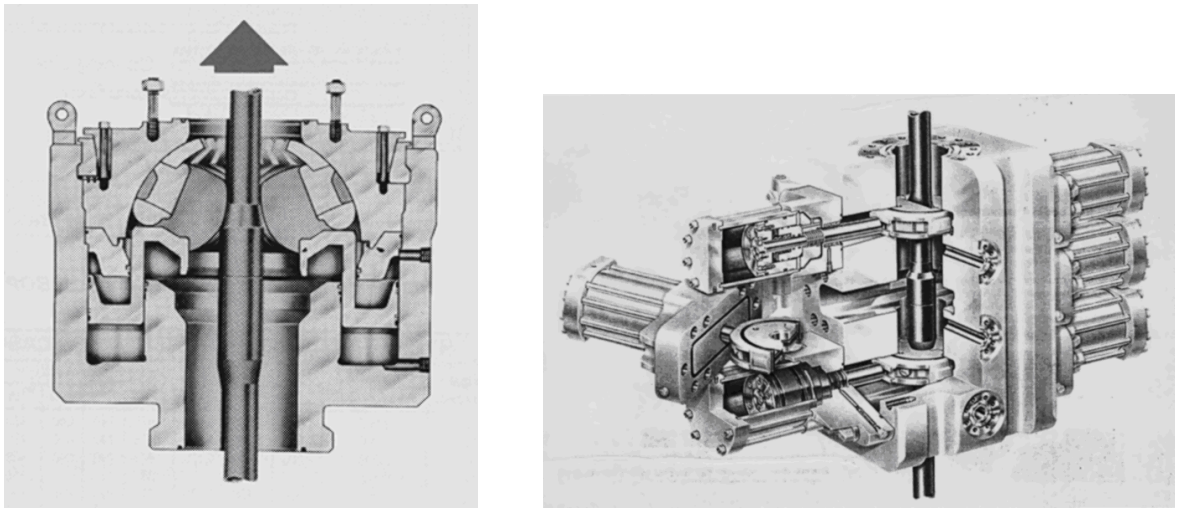


Figura 2.21 – Blowout Preventers

Monitoraggio dei Parametri di Perforazione

Il monitoraggio dei parametri di perforazione (essenziale per il riconoscimento in modo immediato delle anomalie operative) viene operato da due sistemi indipendenti, ciascuno dei quali opera tramite sensori dedicati ed è presidiato 24 ore/giorno da personale specializzato.

Il primo sistema di monitoraggio è compreso nell'impianto di perforazione, il secondo è composto da una cabina computerizzata, presidiata da personale specializzato, installata sull'impianto di perforazione per fornire l'assistenza geologica ed il controllo dell'attività di perforazione. In particolare, mediante continue analisi del fango, vengono rilevati i parametri geologici inerenti le formazioni attraversate, nonché la tipologia dei fluidi presenti nelle stesse e le relative quantità, con metodi di misurazione estremamente sensibili, sia automatizzati, sia mediante operatore in modo da identificare in maniera sicura ed istantanea la presenza di gas in quantità superiori a quelle attese rilevando eventuali sovrapressioni derivanti da tali fluidi. In base a tali analisi, la densità del fango può essere regolata in maniera opportuna. Viene inoltre costantemente monitorato il livello delle vasche (sempre al fine di identificare un possibile ingresso di un cuscino di gas).

Tutti i parametri controllati durante la perforazione, vengono anche registrati dal personale specializzato e trasmessi successivamente al distretto operativo.

Le apparecchiature di sicurezza fanno riferimento ai Blow Out Preventers (BOP), ovvero il sistema di apparecchiature che consente di chiudere il pozzo (a livello della testa pozzo) per impedire l'eruzione incontrollata in atmosfera di fluidi di strato eventualmente entrati in pozzo.

2.7.2.4 Sistema di illuminazione

Nel seguito viene descritto il sistema di illuminazione (navigational and signal lights locations) dell'unità di perforazione Labin, una delle unità operanti in Adriatico, considerata rappresentativa delle caratteristiche generiche dei sistemi di illuminazione (Figura 2.22 e Figura 2.23).

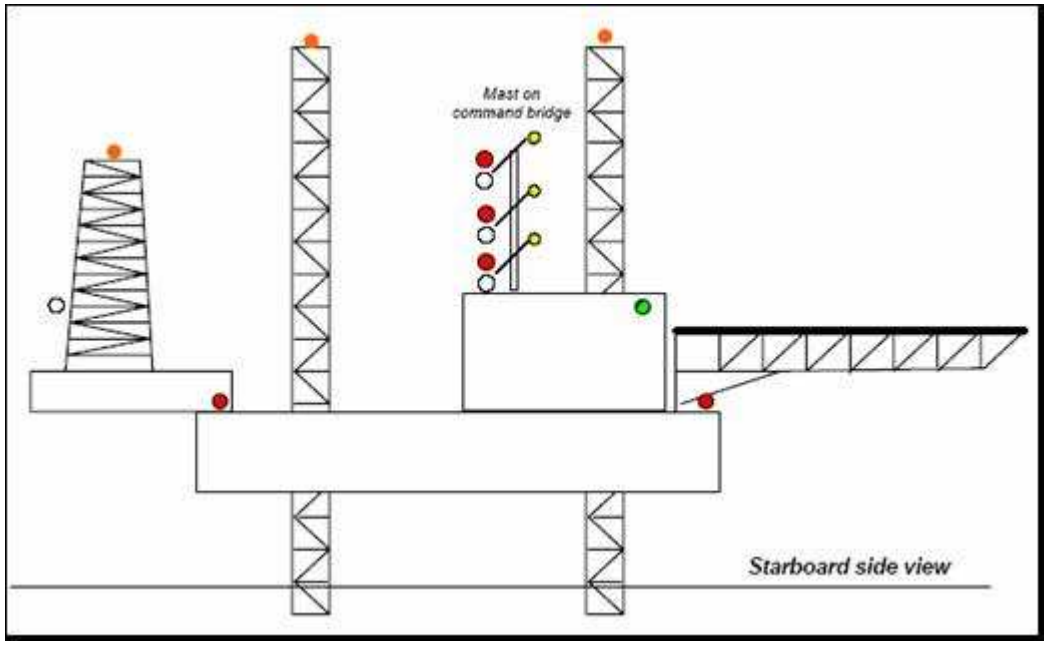


Figura 2.22 – Esempio di Sistema di Illuminazione - Vista Laterale dello Starboard

L'impianto, alimentato attraverso un trasformatore dedicato, è dotato di circa 600 luci con una potenza assorbita pari a circa 72 KW.

Il sistema è costituito dai seguenti sotto-sistemi principali:

- illuminazione in fase di navigazione;
- illuminazione di segnalamento al livello del main deck;
- illuminazione di segnalamento sulla sommità del derrick;
- illuminazione di segnalamento sulla sommità delle gambe.

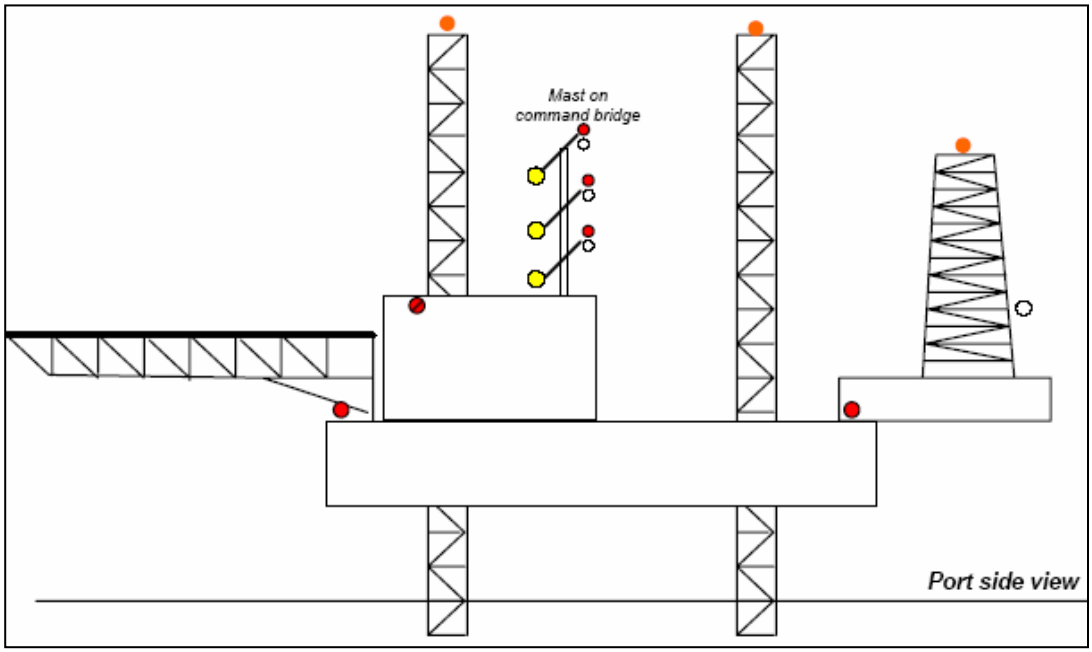


Figura 2.23 – Esempio di Sistema di Illuminazione - Vista Laterale del Port

2.7.3 Programma di perforazione - Piattaforma Rospo Mare B pozzi infilling

Lo scenario di ottimizzazione della produzione dalla piattaforma RSM-B prevede la perforazione in sequenza dei 3+1 opzionale pozzi. Al termine della perforazione del primo pozzo verranno collegare le teste pozzo al manifold di produzione dei pozzi, precedentemente predisposto, per consentirne il test e valutare l'eventualità di realizzare il terzo pozzo ed il quarto.
Le successive fasi di perforazione saranno effettuate in contemporanea all'attività di produzione.

2.7.3.1 Programma di perforazione direzionata

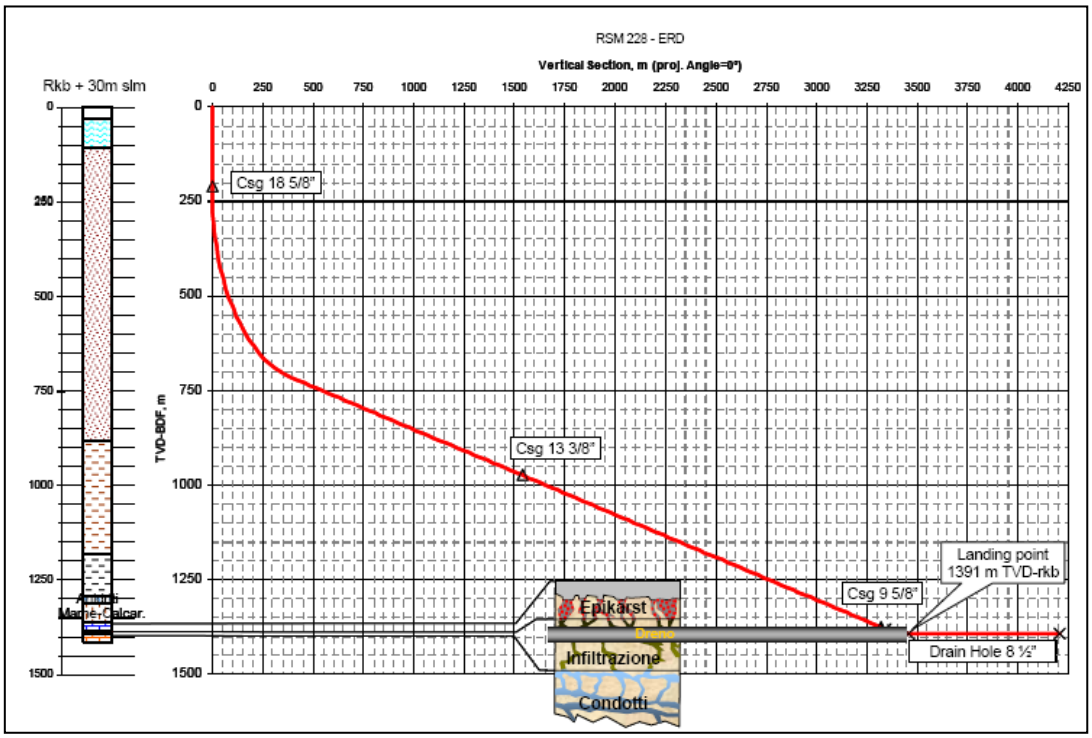
I pozzi in oggetto saranno strutturalmente simili, con il seguente profilo di tubaggio: ("casing"):

- conductor pipe con diametro 26" infisso durante i lavori di modifica della piattaforma RSM-B, con una infissione di circa 40-45 m sotto il fondo mare (Vedi Paragrafo 2.6).
- colonna di superficie con diametro 18 ⅝";
- colonna intermedio con diametro 13 ⅜";
- colonna intermedia con diametro 9 ⅝";
- colonna di produzione con diametro 7".

Le caratteristiche dei pozzi, tutti direzionati, sono riassunte nella Tabella 2.13 seguente.

Tabella 2.13 – Profondità fasi di perfezione (scalpelli) e colonne.

SCAPELLO	COLONNA	RIFERIMENTO MISURA PROFONDITÀ	RSM228	RSM229	RSM230
N.A. - infisso	26"	m TVD	40-45	40-45	40-45
23"	18" 5/8	m TVD	210	250	210
23"	18" 5/8	m MD	210	250	210
17" 1/2	13" 3/8	m TVD	974	999	989
17" 1/2	13" 3/8	m MD	2080	1510	2080
12" 1/4	9" 5/8	m TVD	1375	1370	1356
12" 1/4	9" 5/8	m MD	3905	2440	3700
8" 1/2	foro aperto	m TVD	1392	1387	1381
8" 1/2	foro aperto	m MD	4795	3340	4046
TVD: profondità verticale MD: profondità misurata lungo la traiettoria deviata del pozzo					



2.7.3.2 Programma fango

Il programma fango prevede l'utilizzo di fanghi a base acquosa, di fanghi ad emulsione inversa e di additivi specifici, differenziati per le diverse fasi di perforazione (Tabella 2.14).

Tabella 2.14 – Tipologie dei fanghi di perforazione

FASE	INTERVALLO PERFORATO (PROFONDITÀ MISURATA-MD)	DESCRIZIONE	CODICE FANGO
Foro superficiale 23" per casing 18" 5/8	da fondo mare a m 250 (MD)	Fango bentonitico a base acqua dolce	FW GE
Foro intermedio 17" ½ per casing 13 ⅜"	da m 250 a 2080 (MD)	Fango ad emulsione inversa in cui la fase esterna è composta da una isoparaffina sintetica	LT SBM 75
		Fango bentonitico a base acqua dolce inibitore dell'idratazione argille	INIBITIVO WBM
Foro intermedio 12 ¼" per casing 9 ⅝"	da m 2080 a m 3905 (MD)	Fango ad emulsione inversa in cui la fase esterna è composta da una isoparaffina sintetica	LT SBM 70
		Fango bentonitico a base acqua dolce inibitore dell'idratazione argille	INIBITIVO WBM
Foro finale 8 ½" per foro aperto	da m 3905 a m 4795 (MD)	Acqua di mare	SW

Per le fasi intermedie da 17" ½ e 12 ¼" è previsto l'uso in funzione delle formazioni attraversate (il fango ad emulsione inversa è più adatto all'inibizione delle argille, molto plastiche e reattive all'idratazione), della stabilità del foro con un profilo di deviazione, dei carichi a e tiro previsti sulla batteria di perforazione di fanghi a base d'acqua o ad emulsione inversa (emulsione di acqua e isoparaffina sintetica, nella quale l'isoparaffina è la fase continua e l'acqua è quella dispersa).
Nella Tabella 2.15 viene invece riportata una stima preliminare dei volumi di fango da produrre (per il pozzo più profondo). La composizione per ciascuna tipologia di fango è riportata in
Tabella 2.16.

Tabella 2.15 – Stima preliminare dei volumi di fanghi da produrre.

FASE	CODICE FANGO	FANGO CONFEZIONATO (m3)
23"	FW-GE	260
17" ½	LT SBM 75	625
	INIBITIVO WBM	925
12 ¼"	LT SBM 70	160
	INIBITIVO WBM	410
8 ½"	SW	360

Tabella 2.16 – Composizione indicativa di ciascuna tipologia di fango prevista.

FW-GE			
PRODOTTO	**CONCENTRAZIONE kg/mc**	**FUNZIONE**	**TOTALE** Ton
Bentonite	50-65	Viscosità	15
Soda Caustica	1-2	Controllo pH	0,5
PAC R	2-3	Viscosità	0,8
Acqua industriale			
LT SBM 75			
PRODOTTO	**CONCENTRAZIONE kg/mc**	**FUNZIONE**	**TOTALE**
Lamix 30	538	Fluido base	335 mc
Acqua industriale	217	Fluido fase interna	135 mc
Argilla Organofila	16-20	Viscosizzante	11 ton
Emulsivo Primario	15-20	Emulsivo primario	56 ft
Agente bagnante	10-12	Agente bagnante	32 ft
Riduttore filtrato SBM	12-15	Controllo filtrato HP-HT	8 ton
Calce	15-20	Controllo alcalinità	12 ton
CaCl2	90	Controllo attività	56 ton
Barite	465	Controllo densità	250 ton
Viscosizzante SBM	2-4	Viscosizzante	9 fusti
LT SBM 70			
PRODOTTO	**CONCENTRAZIONE kg/mc**	**FUNZIONE**	**TOTALE**
Lamix 30	538	Fluido base	83 mc
Acqua industriale	217	Fluido fase interna	33 mc
Argilla Organofila	16-20	Viscosizzante	2.8 ton
Emulsivo Primario	15-20	Emulsivo primario	15 ft
Agente bagnante	10-12	Agente bagnante	9 ft
Controllo Filtrato SBM	12-15	Controllo filtrato HP-HT	2.3 ton
Calce	15-20	Controllo alcalinità	3 ton
CaCl2	90	Controllo attività	14 ton
Barite	465	Controllo densità	70 ton
Viscosizzante SBM	4-6	Viuscosizzante	5 fusti

INIBITIVO WBM (fase 17 ½)			
PRODOTTO	**CONCENTRAZIONE kg/mc**	**FUNZIONE**	**TOTALE**
Viscosizzante WBM	1-3	Viscosizzante	2 ton
Inibitore	30-35	Inibitore	162 ft
Potassio cloruro	30-40	Potassio cloruro	32 ton
Incapsulante	6-7	Incapsulante	6.5 ton
Riduttore di filtrato WBM	8-10	Riduttore di filtrato	8 ton
Barite	280	Controllo densità	260 ton
Lubrificante	20-25	Lubrificante	100 ft
Viscosizzante WBM	1-3	Viscosizzante	2 ton
Inibitore	30-35	Inibitore	162 ft
Acqua industriale			
Potassio cloruro	30-40	Potassio cloruro	32 ton
INIBITIVO WBM(fase 12 ¼")			
PRODOTTO	**CONCENTRAZIONE kg/mc**	**FUNZIONE**	**TOTALE**
Viscosizzante WBM	1-3	Viscosizzante	1 ton
Inibitore	30-35	Inibitore	71 ft
Potassio cloruro	30-40	Potassio cloruro	16 ton
Incapsulante	6-7	Incapsulante	2.6 ton
Riduttore di filtrato WBM	8-10	Riduttore di filtrato	4 ton
Barite	280	Controllo densità	113 ton
Lubrificante	20-25	Lubrificante	50 ft
Acido Citrico			0.5 ton
Sodio Bicarbonato		Alcalinizzante	0.5 ton
Acqua industriale			
Viscosizzante WBM	1-3	Viscosizzante	1 ton

La stima dei volumi sopra riportati è da ritenersi puramente indicativa. Non essendo ancora stato definito nel dettaglio il programma fango da adottare, si è fatto riferimento ai dati relativi alla perforazione di un campo in Adriatico con caratteristiche simili a Rospo Mare per quanto riguarda la tipologia di formazioni attraversate e le problematiche ambientali connesse.

2.7.4 Completamento pozzo

Una volta terminata la perforazione i pozzi del campo Rospo Mare verranno acidificati, completati, spurgati ed allacciati alla produzione (Paragrafo 2.8).

Solo nel caso di eventi quali pozzi incidentati o fuori obiettivo (in cui non è più possibile raggiungere l'obiettivo minerario) questi possono essere chiusi minerariamente (con metodologia descritta nella sezione dedicata al decommissioning).

2.7.4.1 Operazione di completamento dei pozzi

In generale, la fase di completamento comprende l'insieme delle operazioni che vengono effettuate sul pozzo a fine perforazione e prima della messa in produzione. Il completamento ha lo scopo di predisporre alla produzione in modo permanente ed in condizioni di sicurezza il pozzo perforato. I principali fattori che determinano lo schema di completamento sono:

- il tipo e le caratteristiche dei fluidi di strato (es. gas, olio leggero, olio pesante, eventuale presenza di idrogeno solforato o anidride carbonica, possibilità di formazione di idrati);
- l'erogazione spontanea od artificiale dei fluidi di strato;
- la capacità produttiva del pozzo (la permeabilità dello strato, la pressione di strato, ecc.);
- il numero e l'estensione verticale dei livelli produttivi;
- l'estensione aerale e le caratteristiche dei livelli produttivi (la quantità di idrocarburi in posto e la quantità estraibile);
- la necessità di effettuare operazioni di stimolazione per accrescere la produttività degli strati;
- la durata prevista della vita produttiva del pozzo;
- la possibilità di effettuare lavori di work-over.

Nel caso del campo Rospo Mare tutti i pozzi, previa acidificazione per migliorare la conduttività delle fratture, verranno completati in foro aperto (dreno orizzontale) con singolo tubing con diametro da 3" ½ - 5" ½, ed eventualmente equipaggiati con idoneo sistema di "artificial lifting".

In generale i pozzi orizzontali sono completati in foro scoperto, cioè la scarpa del casing di produzione viene fissata al tetto dell'orizzonte produttivo che è perforato successivamente e lasciato in foro scoperto. Questa opzione viene di solito scelta in presenza di un unico orizzonte mineralizzato e quando il reservoir è costituito da rocce dure con porosità secondaria.

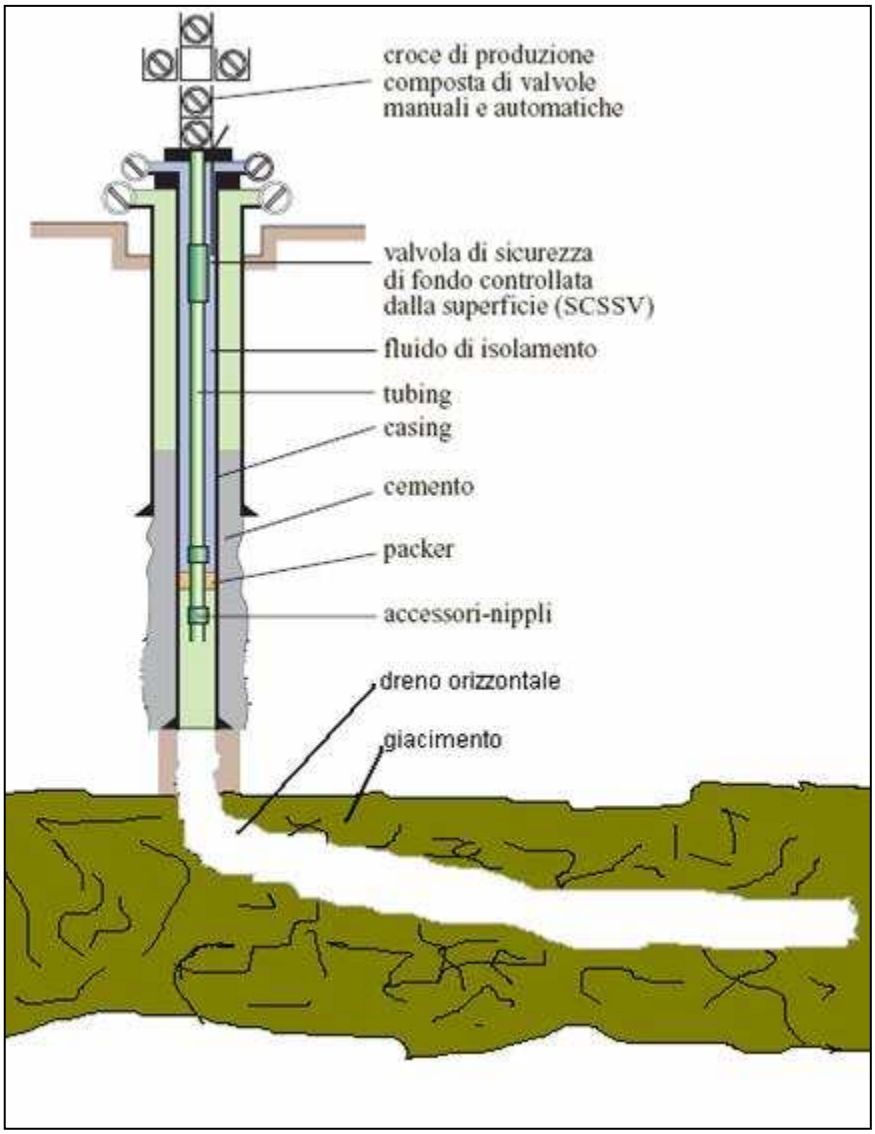


Figura 2.25 – Schema Esemplificativo di String di Completamento

Il trasferimento degli idrocarburi dal giacimento in superficie viene effettuato per mezzo della string di completamento, ovvero una serie di tubi ("tubings") di diametro opportuno a seconda delle esigenze di produzione e di altre attrezzature che servono a rendere funzionale e sicura la messa in produzione e la gestione futura del pozzo.

In caso di possibili emergenze operative (ad es. la rottura della testa pozzo), è possibile chiudere la string di produzione mediante una valvola di sicurezza automatica del tipo SCSSV (*"Surface Controlled Subsurface Safety Valve"*).

Nel seguito vengono brevemente descritte le principali attrezzature di completamento, generalmente indicate come "*String di Completamento*".

- Tubing: tubi generalmente di piccolo diametro (3 ½" - 5 ½") ma di elevata resistenza alla pressione che vengono avvitati uno sull'altro in successione in modo tale da garantire la tenuta metallica per tutta la lunghezza della string.
- Packer: attrezzo metallico dotato di guarnizioni di gomma per la tenuta ermetica e di cunei di acciaio per il bloccaggio meccanico contro le pareti della colonna di produzione. Lo scopo dei packer è quello di isolare idraulicamente dal resto della colonna la sezione in comunicazione con le zone produttive, che per ragioni di sicurezza viene mantenuta piena di fluido di completamento. Il numero dei packer nella batteria dipende dal numero dei livelli produttivi del pozzo.

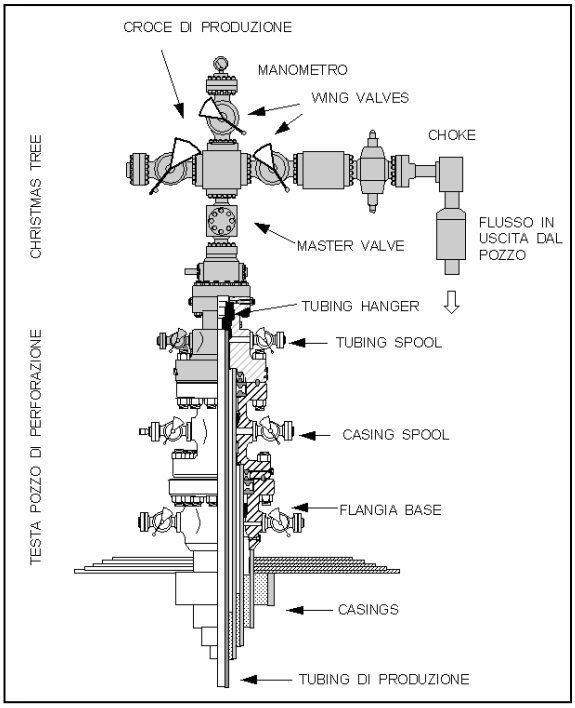


Figura 2.26 – Schema semplificato di Christmas Tree.

- Safety Valves: valvole di sicurezza installate nella batteria di tubing per chiudere automaticamente l'interno del tubing in caso di rottura della testa pozzo, bloccando il flusso di idrocarburi verso la superficie. Valvole di sicurezza del tipo SCSSV installate nella batteria di tubing al di sotto del fondo marino. La chiusura della SCSSV può essere sia automatica, nel caso di rottura sulla testa pozzo o di perdita di pressione nella control line, sia manuale, tramite un pannello di controllo azionato dalla superficie;
- Sistema "Testa Pozzo- Croce di Produzione": al di sopra dei primi elementi della testa pozzo, installati per l'aggancio e l'inflangiatura delle varie colonne di rivestimento durante le fasi di perforazione, vengono inseriti altri elementi che costituiscono la testa pozzo di completamento. Scopo di questi elementi è l'interruzione della tubing string ed il controllo della produzione del pozzo. Le componenti fondamentali del sistema testa pozzo - croce di produzione sono:
  - *Tubing Spool,* ovvero un rocchetto che nella parte inferiore alloggia gli elementi di tenuta della colonna di produzione e nella parte superiore porta la sede per l'alloggio del blocco di ferro con guarnizioni, chiamato "tubing hanger", che sorregge la batteria di completamento,
  - *Croce di Produzione (Christmas Tree),* ovvero l'insieme delle valvole per intercettare e controllare il flusso di erogazione in superficie e garantire la sicurazza delle operazioni (ad es. apertura e chiusura della colonna di produzione per l'introduzione di nuove sezioni nella batteria di completamento) (Figura 2.26).
  - *Predisposizione per sistema di "artificial lifting"*

2.7.5 Fase di perforazione - Stima della produzione dei rifiuti, delle emissioni di inquinanti in atmosfera, della produzione di rumore e vibrazioni

2.7.5.1 Emissioni in atmosfera

La principale fonte di emissione in atmosfera è rappresentata dai fumi di combustione dei gruppi motore che azionano i gruppi elettrogeni.

Sul jack up è installato un impianto di produzione di energia elettrica con generatori diesel per un totale di potenza installata pari a circa 5500 - 6000 HP (4100-4500 Kw). Durante il normale funzionamento, tutti i generatori presenti vengono utilizzati per la produzione dell'energia elettrica necessaria al funzionamento del jack-up ad esclusione di uno adibito alle emergenze (es.: black-out). Il combustibile utilizzato è gasolio per autotrazione con tenore di zolfo inferiore allo 0,05% in

peso.

Vengono nel seguito riportate, a titolo rappresentativo generale, le caratteristiche dei generatori di potenza installati sul Jack-Up D.R. Stewart, in Tabella 2.17 sono riportate le caratteristiche delle emssioni:

- n. 3 Motori principali
  - n. 2 Electromotive Diesel (EMD), modello MD-16-645-E8; potenza di 1977 CV ciascuno; ; consumo specifico 183,4 gr/CV/ora
  - n. 1 Electromotive Diesel (EMD), modello MD-12-645-E8; potenza di 1522 CV; ; consumo specifico 183,4 gr/CV/ora
- n. 1 Motore di Emergenza: CATERPILLAR, modello 3408A, potenza 275 kW

Tabella 2.17– Caratteristiche di emissione dei generatori di potenza

SORGENTE DI EMISSIONE	**NO_x** (pound/h)	**CO** (pound/h)	**Idrocarburi non combusti** (pound/h)	**SO_2** (pound/h)	**Nominal fuel rate**
Motore diesel EMD MD-16-645-E8	76.3	11.3	2.4	4.4	875
Motore diesel EMD MD-16-645-E8	76.3	11.3	2.4	4.4	875
Motore diesel EMD MD-12-645-E8	54,82	12,22	1,53	3,25	650

SORGENTE DI EMISSIONE	**NO_2** (mg/m^3)	**CO** (mg/m^3)	**PARTICOLATO** (mg/m^3)	**GAS T (ºC)**	**PORTATA** (Nm3/h)
Motore diesel di emergenza CAT 408A	3659	610	62	160	825

La stima dei quantitativi totali emessi, calcolata sulla base dell'effettivo funzionamento dei generatori ed il conseguente effetto delle ricadute degli inquinanti è riportata nel Capitolo 4 del presente SIA.

2.7.5.2 Emissioni sonore

Durante la perforazione le principali sorgenti di rumore sono riconducibili ai mezzi navali di supporto e le attrezzature e i macchinari necessari per la perforazione, presenti sul jack-up.

Per quanto riguarda i primi si cita a titolo di esempio il rimorchiatore "Med Nove", che starà in stand-by (motori accesi) vicino alla piattaforma durante tutta la durata della perforazione, per i casi di emergenza.

Per quanto concerne la perforazione sono stati individuati i macchinari più rumorosi presenti sul jack-up, sia sul piano principale (livello "ponte") che sul piano macchinari (livello "scafo").

Su quest'ultimo si sono considerati i motori diesel, le pompe fanghi, la cementatrice, i macchinari presenti nella camera valvole e il compressore, mentre sul piano principale il vibrovaglio e i macchinari presenti sul piano sonda.

Per i valori di potenza sonora si è fatto riferimento a dati di letteratura presenti in studi analoghi, considerando i livelli riportati nelle seguenti tabelle:

Livello "ponte"

Piano sonda	110,2 dBA
Vibrovaglio	107,8 dBA

Livello "scafo"

Motori diesel	111,1 dBA
Pompe fanghi	104,1 dBA
Cementatrice	96,5 dBA
Camera valvole	106,8 dBA
Compressore	103,9 dBA

Le sorgenti funzioneranno a ciclo continuo per l'intera durata della perforazione.

2.7.5.3 Produzione di rifiuti

Nel caso del progetto Rospo Mare, i fluidi di perforazione, i detriti perforati, le acque di lavaggio, gli oli ed i rifiuti solidi urbani e/o assimilabili, i residui alimentari vengono raccolti e trasferiti a terra per il successivo smaltimento. A bordo del jack-up vengono effettuati solo trattamenti relativi ai liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa), mediante impianto dedicato omologato dal R.I.N.A.

2.7.5.3.1 Stima tipologia e quantità rifiuti prodotti

I rifiuti prodotti, di qualsiasi natura essi siano e qualunque sia il sistema di smaltimento adottato, seppur temporaneamente, sono ammassati in adeguate strutture di contenimento per poi essere trasportati mediante supply vessel a terra e smaltiti in idoneo recapito finale.

I rifiuti prodotti sono costituiti da:

- rifiuti derivanti da prospezione (fango in eccesso, detriti intrisi di fango);
- rifiuti di tipo solido urbano (lattine, cartoni, legno, stracci etc.);
- liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce),
- acque reflue (acque di lavaggio impianto, acque meteoriche, acque di sentina).

Per quanto riguarda la stima dei rifiuti derivanti da prospezione si rimanda al Paragrafo 2.7.5.3.2.

Mentre sulla base di progetti analoghi a quello proposto, una stima della quantità di rifiuti civili e di tipo urbano prodotti per singolo pozzo perforato è riportata nella Tabella 2.18 seguente.

Tabella 2.18 – Tipologia e stima dei rifiuti prodotti

RIFIUTI ASSIMILABILI AL TIPO URBANO (TONN)	LIQUAMI CIVILI (m^3)
20	300

Infine per quanto riguarda le acque di lavaggio, meteoriche e di sentina:

- *Acque di lavaggio e meteoriche:* Le aree del jack-up soggette a possibili inquinamenti (aree movimentazione fanghi; main deck; piano sonda; cantilever deck; B.O.P. deck;; ecc.) sono a tenuta e mastrate, inoltre intorno al perimetro degli impianti sonoo presenti pozzetti di drenaggio, collegati tramite un collettore, per raccogliere per gravità le acque piovane, gli eventuali sversamenti di fango sui piani e le acque di lavaggio impianto, in modo da evitare qualsiasi tipo di sversamento in mare. I fluidi raccolti dai drenaggi dell'impianto sono collettati in apposite vasche, poi trasferiti, tramite pompe di raccolta, ad una vasca. Periodicamente si provvede al suo svuotamento conferendone il contenuto, mediante apposita pompa e manichetta, nelle cisterne del Supply Vessel, che si trova ancorato in prossimità dell'impianto per le varie operazioni di movimentazione materiali. Una volta a terra il refluo viene pompato direttamente dalla cisterna all'autobotte a depressione adibita al suo trasporto e da questa conferito all'impianto di trattamento e smaltimento.
- *Liquidi di Sentina*: sono costituiti da una miscela di olio ed acqua e vengono trattati in un separatore olio - acqua. L'olio viene filtrato e raccolto in un serbatoio per essere successivamente raccolto in fusti e trasferito a terra per essere smaltito al Consorzio Oli

Esausti mentre l'acqua è inviata alla vasca di raccolta rifiuti liquidi (fango ed acque piovane e/o di lavaggio) e quindi smaltita a terra da smaltitore autorizzato e certificato (Figura 2.27).

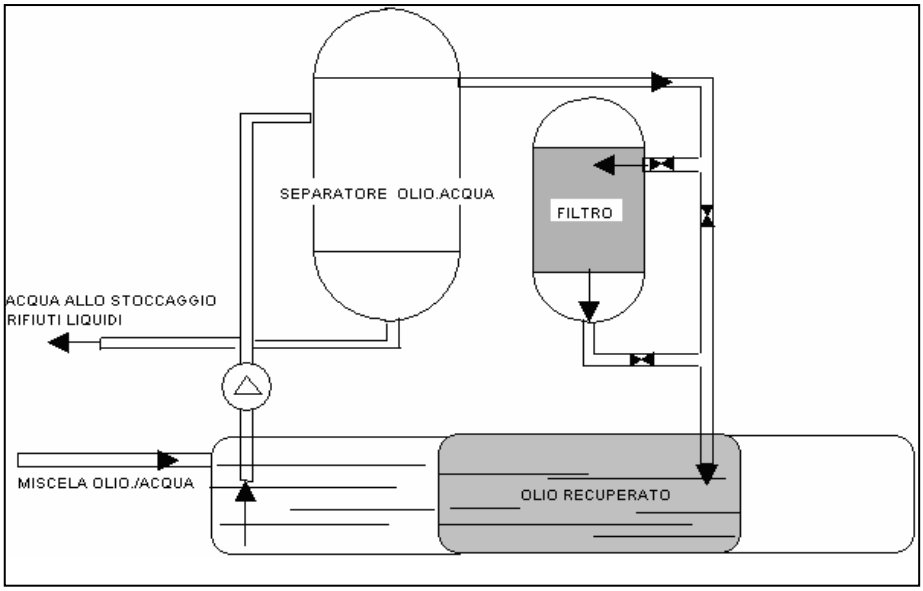


Figura 2.27 – Separatore Liquidi di Sentina

2.7.5.3.2 Detriti e fluidi di perforazione esausti

Il fango di perforazione (o il fluido di completamento) esausto insieme ai detriti di perforazione (cuttings) rappresentano la principale fonte di produzione di rifiuti. Il volume del fango tende ad aumentare proporzionalmente all'approfondimento del foro a causa degli scarti dovuti al progressivo invecchiamento e alle continue diluizioni necessarie a contenere la quantità di detriti inglobati durante la perforazione o a preservarne le caratteristiche principali. È' possibile limitare i volumi di scarto con la separazione meccanica tra detriti perforati e fango, per mezzo di attrezzature di controllo dei solidi costituite da vibrovagli a cascata, *mud cleaners* e centrifughe.

Una volta trasportati a terra, mediante supply vessel, i rifiuti vengono trasferiti dalla nave ad appositi mezzi cassonati a tenuta stagna, per il trasporto presso un centro di trattamento dove si procede con la loro inertizzazione, disidratazione e depurazione acque reflue. Al termine dei trattamenti i residui vengono riutilizzati o conferiti a discariche autorizzate.
Nella Tabella 2.19 – Quantitativi di fango esausto e detriti che si prevede di produrre per pozzo.di seguito sono riportati i quantitativi di detriti di prospezione che si prevede produrre per pozzo, tali valutazioni valutazioni sono state effettuate considerando il pozzo più profondo.

Tabella 2.19 – Quantitativi di fango esausto e detriti che si prevede di produrre per pozzo.

FASE	VOLUME DETRITI m^3	PESO DETRITI ton	IN CASO DI UTILIZZO FANGO A EMULSIONE INVERSA		IN CASO DI UTILIZZO FANGO A BASE D'ACQUA		ACQUA m^3
			VOLUME FANGO REFLUO m^3	PESO FANGO REFLUO ton	VOLUME FANGO REFLUO m^3	PESO FANGO REFLUO ton	
23	112	200	260	300	260	300	200
17.5	400	600	80	300*	500	650	200
12 ¼	200	400	300*	100	700	900	100
8 ½	80	100	400	450	400	450	150
							150
Totale	**792**	**1300**	**740**	**1150**	**1860**	**2300**	**800**
*considerando 200 m^3 spediti in LMP							

2.7.5.4 Emissioni liquide

Gli unici scarichi a mare effettuati dal jack-up sono limitati a:

- *Residui Alimentari:* tutte le strutture off-shore del Campo Rospo Mare si trovano in acque territoriali, ad una distanza inferiore a 12 miglia dalla costa. Per tale ragione, secondo la indicazioni delle norme MARPOL (Marine Pollution) (rif. Allegato V reg. 2 e 5) i rifiuti originati dalla lavorazione dei cibi, non possono essere scaricati a mare e verranno raccolti separatamente per essere gestiti come rifiuti.
- *Liquami Civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa)*: sono trattati con un impianto di depurazione omologato prima dello scarico in mare aperto. Lo scarico avviene in conformità a quanto stabilito dalle Leggi 662/1980 e 438/1982 che recepiscono le disposizioni delle norme internazionali MARPOL. L'impianto di depurazione è di tipo biologico; i liquami sono mantenuti per circa 24 ore in una camera di aerazione dove vengono miscelati ad acqua contenente un alta concentrazione di batteri aerobici. Un compressore inietta aria in pressione nel liquame, al fine di mantenere attivi i batteri, creare un certo grado di agitazione e mantenere in sospensione le particelle costituite da sostanza organica e batteri. La sospensione passa poi ad una camera di chiarificazione dove, in circa 6 ore, avviene una decantazione dei fiocchi e la stratificazione in zone rispettivamente di liquido chiarificato surnatante, di particelle ancora in sospensione ed di fiocchi decantati. Il surnatante, tramite troppo pieno, passa a trattamento di 30 minuti con ipoclorito (eliminazione dei batteri residui) e viene quindi scaricato in mare, dopo controllo della quantità di ossigeno disciolto e del pH. Il materiale ancora in sospensione e quello

decantato tramite insufflazione di aria vengono rinviati alla camera di aerazione dove il ciclo di trattamento prosegue (Figura 2.28).

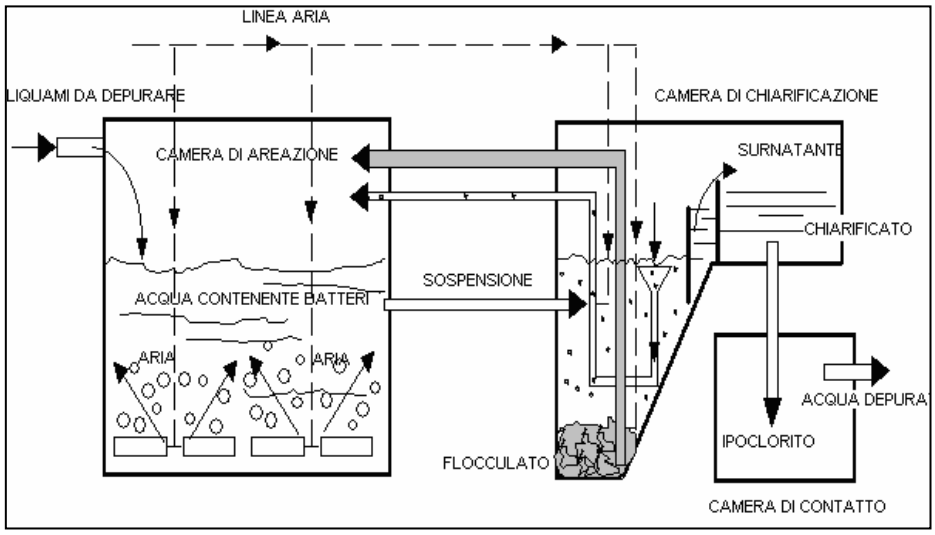


Figura 2.28 – Schema impianto trattamento liquami civili

Il sistema di trattamento degli scarichi civili prevede i seguenti valori di emissione dell'impianto D.R. Stewart (e comunque rappresentativi del tipo di impianto utilizzato):

- $BOD_5 < 50$ mg/l;
- Solidi sospesi < 50 mg/l;
- Coliformi totali < 250 MPN/100ml;
- $Cl_2 < 50$ mg/l.

Per il raffreddamento dei generatori di potenza necessari alla produzione di energia verrà adottato un sistema a circuito chiuso, quindi non sono previsti prelievi e scarichi a mare di liquidi di raffreddamento, se non la stessa acqua di mare come fluido di raffreddamento secondario.

2.7.6 Mezzi navali di supporto alle operazioni

Durante le attività di perforazione una serie di mezzi navali ed aerei svolgerà attività di supporto per il trasporto di componenti impiantistiche, l'approvvigionamento di materie prime, lo smaltimento di rifiuti, il trasporto di personale oltre ad attività di controllo.

A tale scopo, durante il periodo di svolgimento delle attività di perforazione, nelle acque limitrofe all'area delle operazioni e lungo i corridoi di navigazione che portano alla costa abruzzese, saranno presenti una serie di mezzi, elencati nel seguito:

- supply vessel:
  - Stazza: 1200 tonnellate,
  - Caratteristiche Motore: 2 motori diesel della potenza di 2900 BHP ciascuno
  - Numero: 2 mezzi
  - N. viaggi:. N. viaggi/mese da/per Ortona: 10 - 20.
- navi passeggeri (Crew Boat):
  - Stazza: 150 tonnellate,
  - Caratteristiche Motore: 2 motori diesel, potenza 1000 Cv ciascuno
  - Numero: 1 mezzo
  - N. viaggi/mese da Punta Penna di Vasto: 10-30
- elicottero:
  - N. viaggi da Pescara: solo in caso di necessità.

Mentre durante il periodo di svolgimento delle attività di trasferimento del jack-up alla piattaforma RSM-B (5gg) e di rimozione dello stesso saranno presenti n. 3 rimorchiatori, n. 2 in attività ed uno in supporto.

2.7.7 Tempi di realizzazione

Nella Tabella 2.20sono riportati, con maggior precisione rispetto alla tempistica generale riportata al Paragrafo 2.5.2, i tempi complessivi previsti per la perforazione ed completamento dei pozzi infilling RSM228, RSM229, RSM230.

Tabella 2.20 – Stima tempi perforazione e completamento - RSM-B (in giorni).

FASI	PERFORAZIONE	COMPLETAMENTO	MOB/DEMOB	TOTALE
INSTALLAZIONE JACK-UP	-	-	5	5
RSM 230	65,6	7,1	-	72,7
RSM 229	46,4	6,9	-	53,3
RSM228	64,7	9,1	-	73,8
DEMOB IMPIANTO JACK-UP	-	-	5	5
TOTALI	171,7	28,1	10	209,8

Nel caso di realizzazione del quarto pozzo opzionale andranno aggiunti ulteriori 55-65 giorni.

2.8 Descrizione delle attività di ripristino piattaforma RSM-B

Successivamente alle operazioni di perforazione si procederà al ripristino delle strutture rimosse ed al completamento delle attività di collegamento del pozzo predisponendo tutti i necessari collegamenti nonché le necessarie integrazioni al sistema di controllo.

Le strutture depositate presso la base di Ortona verranno trasportate con Supply Vessel presso RSM-B. Verranno riposizionate con l'ausilio della gru di bordo, analogamente allo smontaggio, e saldate. Verranno quindi rimosse le strutture metalliche temporanee poste a protezione delle teste pozzo.

Quindi verranno fatti i collegamenti definititi dei pozzi agli impianti esistenti della RSM-B e l'integrazione con il sistema di controllo.

La durata complessiva delle attività è di circa 50-90 giorni lavorativi

2.8.1 Fase di ripristino - stima delle emissioni di inquinanti in atmosfera, della produzione di rumore e vibrazioni, degli scarichi idrici, della produzione dei rifiuti

2.8.1.1 Emissioni in atmosfera

Le emissioni in atmosfera, in fase di preparazione della piattaforma, sono essenzialmente legate agli scarichi di motori dei mezzi navali utilizzati e alla motogru di bordo.

Analagomente allo smontaggio, il montaggio delle strutture verrà effettuato mediante la gru di bordo.

I mezzi navali verranno utilizzati per trasferire con supply vessel a bordo le sezioni precedentemente rimosse, i necessari equipaggiamenti e materiali ed il personale, potrà essere inoltre impiegata una crane barge. Le squadre impiegate verranno alloggiate presso F.S.O. "Alba Marina" ottimizzando i tempi di cantiere e diminuendo i viaggi fra Ortona e RSM-B per il trasporto del personale.

I mezzi che si prevede di impiegare sono:

- supply vessel:
  - Stazza: 1200 tonnellate,
  - Caratteristiche Motore: 2 motori diesel della potenza di 2900 BHP ciascuno
  - Numero: 1 mezzo
  - N. viaggi:. per le attività di smantellamento si prevedono circa n. 10 viaggi verso la base di Ortona;
- navi passeggeri (Crew Boat):
  - Stazza: 150 tonnellate,
  - Caratteristiche Motore: 2 motori diesel, potenza 1000 Cv ciascuno
  - Numero: 1 mezzo
  - N. viaggi da Punta Penna Vasto: il mezzo è già di servizio al campo, quindi il cantiere determinerà un limitato numero di viaggi incrementali rispetto alle normali attività (necessari per garantire l'operatività sette giorni su sette).
- elicottero:
  - N. viaggi da Pescara: solo in caso di necessità.

Tabella 2.21 – Fattori di emissioni per supply vessel

INQUINANTE	g/kg (COMBUSTIBILE)	g/s
NOx	12,73	1,62
SO_2	10,18	1,29
CO	1,52	0,19

2.8.1.2 Emissioni liquide

L'immissione in mare di composti azotati e fosforati e genericamente di sostanza organica legata alla vita di bordo, durante il cantiere, hanno carattere temporaneo e sono irrilevanti data la capacità di diluizione dell'ambiente circostante.

La presenza di idrocarburi totali è legata alle attività condotte con mezzi navali ed è quasi esclusivamente prodotta dagli scarichi dei motori dei mezzi navali presenti.
In considerazione della durata molto ridotta delle attività che coinvolgono mezzi navali, non produrrà alcun impatto rilevante sulla componente ambiente idrico.

2.8.1.3 Produzione di rifiuti

Durante questa fase si avrà una limitata produzione di rifiuti che saranno costituiti da:

- rifiuti di tipo solido urbano (lattine, cartoni, imballaggi, etc.);
- rifiuti derivanti dalle attività di costruzione e demolizione (limitati quantitativi di sfridi metallici, cavi, stracci, ecc.).

2.8.1.4 Emissioni sonore

Non si avranno sorgenti significative di rumore.

2.9 Descrizione delle attività di produzione

2.9.1 Caratteristiche dei fluidi di giacimento

Le caratteristiche del fluido di giacimento che verrà prodotto dai pozzi RSM228, RSM229, RSM230 sono analoghe a quello del campo Rospo Mare e sono le seguenti:

Tabella 2.22 – Caratteristiche giacimento e fluido.

Temperatura di giacimento	65 ℃ (@1360 m ssl)
Pressione statica di giacimento	138 bara(@1360m ssl)
Densità dell'olio @ 15℃	987 Kg/m 3 -11,8°API
Viscosità @ 27℃	6230 Cst
Viscosità @ 40℃	1830 Cst
Viscosità @ 50℃	900 Cst
Viscosità @ 70℃	240 Cst
Pressione di bolla	13,0 bara
Pour point	+ 6℃
Flash point	+10 ℃
Peso molecolare miscela	290-370
Idrogeno solforato nel dead oil	25 ppm
WC (Qw/Qtot)	1% max

2.9.2 Descrizione degli impianti

Le modifiche che verranno effettuate all'impianto di RSM-B per la produzione dei nuovi pozzi sono descritte nei paragrafi 2.6 e 2.8.

Esse consistono essenzialmente nel collegamento delle nuove teste pozzo al manifold esistente ed al sistema di controllo esistente.

La produzione verrà quindi trattata mediante gli impianti esistenti su RSM-B descritti nel Paragrafo 2.2.1.

Si ipotizza una produzione anidra. Eventuale acqua seguirà il processo di trattamento del campo.

Analogamente agli altri pozzi del campo Rospo Mare si prevede che il greggio sarà prodotto in spontanea, tuttavia i completamenti dei nuovi pozzi saranno predisposti per l'eventuale installazione di un sistema di sollevamento artificiale.

I pozzi saranno gestiti analogamente a quelli del campo, tenendo sotto controllo i parametri erogativi di pressione e temperatura dinamica in superficie (testa pozzo), mantenendo la pressione di testa pozzo di 5–7 bar consentendo di produrre in condizioni di portata critica riducendo così la produzione di acqua di giacimento.

I nuovi pozzi saranno gestiti analogamente a quelli già esistenti sul campo Rospo mediante il sistema di controllo DCS; oltre alla control room locale, i nuovi pozzi saranno controllati e gestiti dalla control room situata nella centrale di Santo Stefano Mare, operativa 24 ore/giorno.

Il personale per le normali operazioni di monitoraggio e controllo della produzione, per la manutenzione ordinaria e straordinaria di tutte le apparecchiature ed i sistemi di controllo, nonchè per gli interventi speciali che dovessero rivelarsi necessari, sarà inviato come di consueto da terra tramite crew boat.

Una serie di valvole automatiche potrà interrompere il deflusso dei liquidi sezionando il processo in tanti tronconi: pozzi, piattaforma, oleodotto.

2.9.3 Funzioni di controllo

La filosofia di funzionamento e controllo, gestita in automatico secondo il logigramma di sicurezza del campo, sarà la stessa attualmente utilizzata, che prevede tre livelli di arresto in funzione del tipo di problema rilevato:

- A.G.P. Arresto generale di produzione. Chiusura delle valvole motorizzate che possono essere riaperte a distanza.
- A.U. Arresto d'urgenza. Chiusura completa sia delle valvole motorizzate che di quelle di fondo pozzo, con impossibilità di ripartire a distanza.

- A.I. Arresto incendio. Oltre a procurare un A.U. si mettono in moto automaticamente le pompe antincendio sulle piattaforme irrorando le installazioni e si interrompe automaticamente l'alimentazione elettrica.

L'operatore di consolle potrà azionare a distanza singolarmente le valvole motorizzate e provocare un arresto della produzione, oppure modificare lo stato delle valvole regolatrici.

Un altro sistema (PLC), indipendente da quello automatico (DCS) ma con esso interfacciato, controllerà il regolare funzionamento delle apparecchiature e dei dispositivi di controllo delle sicurezze, ed invierà alla consolle presidiata 24 ore su 24 le seguenti informazioni:

- parametri rilevati in tempo reale
- valori registrati
- soglie di allarme ed anomalie.

In condizioni di funzionamento normale le funzioni di controllo necessarie alla gestione del sistema sono schematicamente di seguito indicate:

- la lettura della pressione e temperatura del greggio, inviata al sistema di controllo, tramite il sistema idraulico, pilota la valvola di regolazione della portata dalla testa pozzo;
- il sistema di controllo permette di gestire la scelta dell'invio del greggio o sulla linea di produzione normale del manifold o sulla linea alternativa.

In condizioni di emergenza le azioni principali svolte dal sistema sono:

- chiusura della valvola di fondo pozzo e della valvola di blocco sulla testa pozzo;
- comunicazione di allarme.

In condizioni di spiazzamento del greggio tramite gasolio le principali le azioni svolte dal sistema sono:

- controllo della pressione di mandata del gasolio.

Sulle pagine video del DCS tutte le funzioni verranno indicate e opportunamente presentate per essere gestite dal personale preposto.

2.9.3.1 Collegamenti strumentali

I segnali provenienti dalle teste pozzo sono inviati alla centralina di controllo esistente. La centralina a sua volta è collegata tramite un multicavo al PLC.

Tutta la strumentazione nuova installata sulla piattaforma è collegata al PLC esistente la cui programmazione considererà i nuovi segnali in ingresso.

Le valvole attuate verranno collegate al pannello di controllo locale associato alla valvola, il pannello contiene le valvole solenoidi di comando. Un cavo strumentale collegherà il PLC esistente alle valvole solenoidi.

2.9.4 Fase di produzione - Stima degli Scarichi Idrici, della Produzione dei Rifiuti, delle Emissioni di Inquinanti in Atmosfera, della Produzione di Rumore e Vibrazioni

I principali scarichi durante la produzione dei nuovi pozzi saranno sostanzialmente gli stessi di quelli attualmente esistenti, l'unica variazione si avrà nelle emissioni in atmosfera.

2.9.4.1 Emissioni in atmosfera

La tipologia di emissioni in atmosfera ed i punti di emissione rimarranno gli stessi descritti nel paragrafo 2.2.3.1 che descrive lo stato di fatto della piattaforma RSM-B.
Esse riassumendo sono costituite dai fumi di combustione di:

- n. 1 torcia
- n. 2 caldaie a gasolio
- n. 1 motogenatore di emergenza
- n. 1 motopompa antincendio di emergenza
- n. 1 motogru.

Dato l'aumento di produzione del greggio, contestualmente aumenterà il gas associato separato. Sulla base dei profili di produzione attesi, come presentati al Paragrafo 2.4.1, ed un GOR pari a 2, il gas associato previsto è indicato nella seguente tabella.

Tabella 2.23 – Gas associato atteso (GOR=2).

ANNO	INCREMENTO PRODUZIONE OLIO DOVUTO AI POZZI INFILLING m^3/anno x 1000	GAS ASSOCIATO m^3/g
2008	---	---
2009	---	---
2010	188	1.030
2011	301	1.649
2012	178	975
2013	115	630
2014	91	499
2015	78	427

ANNO	INCREMENTO PRODUZIONE OLIO DOVUTO AI POZZI INFILLING	GAS ASSOCIATO
	m^3/anno x 1000	m^3/g
2016	67	367
2017	58	318
2018	52	285
2019	47	258
2020	43	236
2021	39	214
2022	35	192
2023	32	175
2024	29	159
2025	25	137
2026	20	110
2027	15	82
2028	6	33
2029	0	0
2030	0	0
2031	0	0
2032	0	0

Dopo un picco iniziale, inferiore alla portata massima raggiunta nel 1990, la portata subirà un progressivo declino.

La caratterizzazione delle emissioni è la stessa riportata nel Paragrafo 2.6.3.1.

2.9.4.2 Emissioni liquide

Per quanto riguarda le emissioni liquide non varieranno quelle esistenti della piattaforma RSM-B descritte al Paragrafo 2.2.3.2.

La rete di drenaggio che confluisce la serbatoio di raccolta per il ricircolo nel ciclo di produzione verrà integrata in considerazione delle nuove linee installate.

La produzione del campo viene gestita in condizioni anidre quindi con all'aumento della produzione di olio, non sarà associato un sensibile aumento di acque di strato

2.9.4.3 Produzione di rifiuti

Il volume di rifiuti prodotti non varierà rispetto all'esistente.

Tali rifiuti verranno trasportati mediante supply vessel con una frequenza di circa una volta a settimana e saranno smaltiti o recuperati a terra.

2.9.4.4 Emissioni sonore

Le emissioni sonore prodotte durante l'attività di produzione saranno invariate rispetto allo stato attuale.

2.10 Descrizione dei sistemi di trasporto

Il trasporto dell'olio estratto verrà effettuato sfruttando il sistema esistente che si compone di due fasi:

- collegamento tra la testa pozzo e la FSO mediante condotte esistenti;
- trasporto da FSO a terra tramite cargo tanks.

2.10.1 Collegamento tra testa pozzo e FSO

Come già illustrato nel Paragrafo 2.2.1 e 2.2.2 la piattaforma RSM-B è collegata al P.L.E.M. mediante una condotta flessibile da 8", lunga 1400 m.

Dal P.L.E.M. la produzione di olio è inviata, attraverso n. 2 linee in acciao flessibili (una in servizio e l'altra in stand by), alla torretta di ormeggio dell'F.S.O. e da qui ai serbatoi di stoccaggio del natante Alba Marina.

2.10.2 Trasporto da FSO a terra

Sul galleggiante F.S.O. Alba Marina l'olio greggio viene quindi distribuito nelle diverse cisterne di carico (capacità totale di olio greggio 125.000 m^3) dalle quali viene periodicamente prelevato tramite operazione di allibo dalle cargo tank della capacità di circa 40.000 t che lo trasportano in raffineria.

I trasporti interesseranno maggiormente le rotte del mare Adriatico ma anche il mar Ionio e Tirreno.

2.10.3 Mezzi navali

2.10.3.1 Supply Vessels

I mezzi di supporto alle operazioni coinvolti durante la fase di produzione sono quelli utilizzati attualmente e non varieranno.

In particolare, si avrà il presidio giornaliero della F.S.O. di un supply vessel con utilizzo di vigilanza continuo per 24 ore al giorno ed altri mezzi navali previsti per gli approvvigionamenti del campo Rospo Mare ed in particolare della F.S.O. e per il trasferimento del personale, nonché per il trasporto a terra dei rifiuti.

Di seguito vengono riassunte le caratteristiche principali dei mezzi:

- supply vessel:
  - Stazza: 1200 tonnellate,
  - Caratteristiche Motore: 2 motori diesel della potenza di 2900 BHP ciascuno
  - Numero: 1 mezzo
  - Provenienza/destinazione: porto di Ortona
- navi passeggeri (Crew Boat):
  - Stazza: 150 tonnellate,
  - Caratteristiche Motore: 2 motori diesel, potenza 1000 Cv ciascuno
  - Numero: 1 mezzo
  - Provenienza/destinazione: porto di Punta Penna Vasto.

Nei momenti in cui oltre alle normali attività di produzione si effettuerà l'allibo (o offloading)[1] i mezzi navali impegnati diventeranno:

- n. 1 supply vessel di appoggio,
- n. 1 cargo tank
- n. 1 rimorchiatore per la movimentazione del cargo tank stesso.

2.10.3.2 Trasporto a terra del greggio estratto

I viaggi per il trasporto del greggio sono attualmente effettuati da un cargo tank ogni 30 giorni circa per un totale di n. 12 viaggi all'anno, con l'aumento di produzione previsto a seguito della perforazione dei nuovi pozzi i viaggi diventeranno n. 20.

Tutti i cargo tank utilizzati soddisfano i requisiti di sicurezza necessari alla navigazione nel mediterraneo.

Le caratteristiche del cargo tank sono:

- Stazza: 40.000- 60.000 tonnellate
- Potenza motori: 11-12000 CV

La durata delle operazioni di allibo è di 24-48 ore.

(1) Trasferimento dell'olio prodotto dalla FPSO al cargo tank

Tabella 2.24 – Caratteristiche emissioni mezzi navali.

TIPO NAVE	STAZZA [TONNELLATE]	POTENZA MOTORE [BHP]	CONSUMI [TON GASOLIO/ORA]	
Supply	950 – 1.000	5.000 – 7.000	In stand by Vel max 16 nodi Vel 10 nodi	0,125 1,0 0,4
Rimorchiatore	480	4.500	0,8	
Cargo tank	40.000 – 60.000	11.000-12000 CV		

2.11 Decommissioning

In questo capitolo vengono descritte in via generale le diverse fasi delle attività da eseguire alla fine della vita produttiva dell'asset con riferimento rispettivamente ai pozzi di produzione e alle strutture e condotte.

Le operazioni relative alle dismissioni degli impianti, successive alla chiusura mineraria dei pozzi della piattaforma, possono essere sintetizzate come segue:

- bonifica degli impianti a bordo della piattaforma a partire da teste pozzo;
- bonifica delle condotte sottomarine;
- demolizione degli impianti di bordo;
- recupero/smaltimento materiale della demolizione degli impianti;
- rimozione e demolizione a terra delle strutture del deck della piattaforma;
- rimozione e demolizione a terra delle strutture del jacket e conductors;
- smaltimento componenti della demolizione della piattaforma.

2.11.1 Chiusura mineraria

La chiusura mineraria è realizzata tramite una serie di tappi di cemento in grado di garantire un completo isolamento dei livelli produttivi, ripristinando nel sottosuolo le condizioni idrauliche precedenti l'esecuzione del pozzo. Scopo di quest'attività è evitare la fuoriuscita in superficie di fluidi di strato e garantire l'isolamento dei diversi strati, ripristinando le chiusure formazionali. La chiusura mineraria, autorizzata dall'UNMIG, è quindi la sequenza di operazioni che permette di abbandonare il pozzo in condizioni di sicurezza ed include la realizzazione di:

- *Tappi di cemento*: isolano le pressioni al di sotto di essi, annullando l'effetto del carico idrostatico dei fluidi sovrastanti. Una volta calata la batteria di aste fino alla prevista quota inferiore del tappo si procede con l'esecuzione dei tappi di cemento pompando e spiazzando in pozzo, attraverso le aste di perforazione, una malta cementizia di volume pari al tratto di foro da chiudere. Ultimato lo spiazzamento si estrae dal pozzo la batteria di aste;
- *Squeeze di cemento*: operazione di iniezione di fluido in pressione verso una zona specifica del pozzo. Nelle chiusure minerarie gli squeeze di malta cementizia vengono eseguiti per mezzo di opportuni "cement retainer" con lo scopo di chiudere gli strati precedentemente aperti tramite perforazioni del casing;
- *Bridge-Plug - Cement Retainer:* i bridge plug (tappi ponte) sono dei tappi meccanici che vengono calati in pozzo e fissati contro la colonna di rivestimento. Gli elementi principali del bridge plug sono: i cunei, per ancorare l'attrezzo contro la parete della colonna e la gomma (packer) che espandendosi contro la colonna isola la zona sottostante da quella superiore. Alcuni tipi di bridge plug detti "cement retainer" sono provvisti di un foro di comunicazione fra la parte superiore e quella inferiore con valvola di non ritorno, in modo da permettere di pompare la malta cementizia al di sotto di essi.
- *Fango di perforazione*: le sezioni di foro libere (fra un tappo e l'altro) vengono mantenute piene di fango di perforazione a densità opportuna, in modo da controllare le pressioni al di sopra dei tappi di cemento e dei bridge plug.

Il numero e la posizione dei tappi di cemento e dei bridge plug nelle chiusure minerarie dipendono dalla profondità raggiunta, dal tipo e profondità delle colonne di rivestimento, dai risultati minerari,e geologici del sondaggio e dalle formazioni attraversate.

Nel caso in cui per ragioni tecniche non sia possibile cementare le colonne fino a fondo mare, la chiusura mineraria deve prevedere il taglio ed il recupero di almeno una parte delle colonne non cementate.

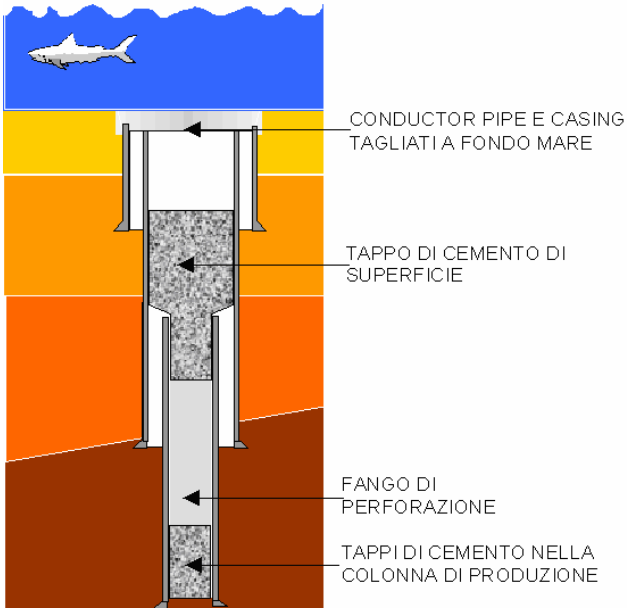


Figura 2.29 – Schema chiusura pozzo.

2.11.2 Decommissioning delle strutture di produzione e delle condotte

Il presente paragrafo descrive le modalità operative per rimuovere la piattaforma al termine della vita produttiva.

Le tecniche descritte si riferiscono alle tecnologie ad oggi disponibili anche se non è escluso che al momento effettivo della rimozione della piattaforma RSM-B lo stato dell'arte e le tecnologie, soprattutto per quanto riguarda alcune attrezzature speciali subacquee, potranno essere ulteriormente evoluti. I principi fondamentali ed i criteri generali indicati nel seguito resteranno comunque invariati.

È opportuno precisare che, sebbene si descriva espressamente il decommissioning della piattaforma in oggetto, la rimozione di una piattaforma si inserisce solitamente nel contesto più ampio di una "campagna di rimozione" di più piattaforme che abbiano terminato la loro vita produttiva. Ciò è dovuto essenzialmente al fatto che l'impegno dei mezzi navali e tutta la catena delle operazioni di smantellamento, trasporto, rottamazione e smaltimento dei materiali, comporta un notevole sforzo economico e gestionale che può trovare un beneficio se affrontato per un numero maggiore di piattaforme.

Le operazioni riguardanti il decommissioning della piattaforma RSM-B saranno successive alla chiusura mineraria dei pozzi.

Come anticipato, gli unici elementi strutturali di connessione della piattaforma RSM-B al terreno sono rappresentati dagli 8 pali di fondazione e dai tubi guida dei pozzi, tutti elementi tubolari in acciaio infissi nel fondale per diverse decine di metri. Dal punto di vista del risultato finale si precisa che per "completa rimozione della piattaforma" si intende il taglio e l'asportazione totale di tutte le strutture esistenti fuori e dentro l'acqua, fino alla profondità di un metro sotto il fondale marino.

La parte rimanente dei pali e dei tubi guida infissa nel fondale resterà in loco e potrà comunque essere rilevata con speciali strumenti magnetici od ultrasonici.

2.11.3 Attività preliminari

Prima di procedere alle operazioni vere e proprie di rimozione della piattaforma vengono svolte a bordo di questa una serie di attività preliminari atte ad evitare qualsiasi pericolo di inquinamento del mare nelle fasi successive.

Quando ancora tutto l'impianto è in condizioni operative, la prima operazione è la pulizia delle condotte.

Le condotte vengono pulite usando il metodo "progressive pigging"; questo processo prevede il flussaggio di una serie di "pig" di schiuma polietilenica attraverso le condotte con agenti chimici e acqua di flussaggio per rimuovere i residui di idrocarburi.

Il "pig" è spinto dalla trappola di lancio verso la condotta pressurizzando con aria, azoto acqua o agenti chimici. Dopo una quantità prestabilita di fluido o gas pompato, viene lanciato un secondo "pig" secondo la procedura sopra descritta.

Il processo continua sino a quando i "pig" previsti sono stati lanciati e la quantità di fluido flussante è tale da rimuovere ogni residuo di idrocarburi. I "pig" sono quindi ricevuti da una trappola di ricevimento posizionata all'altro capo della condotta.

Un'ulteriore attività preliminare è quella di asportare con mezzi navali idonei al trasporto i liquidi eventualmente ancora stoccati a bordo, prodotti di processo oppure necessari al processo stesso, che potenzialmente potrebbero essere inquinanti (glicole, gasolio, prodotti della separazione, drenaggi di piattaforma). Questi verranno smaltiti a terra secondo le normali procedure.

Una volta eliminati i liquidi resteranno a potenziale rischio di inquinamento i relativi serbatoi e le tubazioni. La procedura prevede di isolare le diverse unità di impianto mediante sigillatura delle estremità delle tubazioni mediante diverse tecniche che variano dalla ciecatura delle linee per mezzo di tappi meccanici all'iniezione di schiume per creare tappi all'interno delle tubazioni stesse.

Al termine di queste attività preliminari si procede con le operazioni vere e proprie di taglio e rimozione della piattaforma.

2.11.4 Attività di rimozione

2.11.4.1 Taglio e rimozione della piattaforma

I mezzi navali che si impiegano per le operazioni sono solitamente dello stesso genere di quelli usati per le operazioni di installazione, ossia pontoni dotati di gru di notevole capacità (fino a 1000 tonnellate). Possono tuttavia essere impiegati anche mezzi di capacità inferiore procedendo per fasi successive sezionando la piattaforma in un numero maggiore di pezzi.

La rimozione del deck in un unico pezzo consente di ridurre il tempo delle operazioni in mare, nonostante possa comportare disagi nella fase di scarico del pezzo sulla banchina a terra dove si richiede una gru di notevoli dimensioni.

Al contrario, l'impiego a mare di pontoni di capacità e potenza inferiore comporta un numero maggiore di sezionamenti della piattaforma ma consente un trasporto per mare più agevole ed un minor lavoro per le operazioni di rottamazione a terra.

Dal punto di vista macroscopico le operazioni di rimozione della piattaforma si dividono in due fasi principali:

- rimozione del Deck (Figura 2.30);
- rimozione del Jacket (Figura 2.31).

Figura 2.30 – Sollevamento di un Deck

Figura 2.31 – Sollevamento completo di un Jacket

2.11.4.2 Rimozione della sovrastruttura (Deck)

Nel caso di impiego di un pontone della stessa taglia di quelli solitamente impiegati per l'installazione a mare della piattaforma (per es. Saipem Castoro 2, Crawler) caratterizzati da una capacità di sollevamento superiore alle 500 t ma da elevatissimi costi giornalieri, è preferibile disconnettere il deck dalla struttura a livello della base delle colonne e procedere al sollevamento completo della struttura con un'operazione simile a quella eseguita per il montaggio a mare. In tal caso la struttura è in grado di essere sollevata senza la necessità di rinforzi strutturali.

I tagli vengono di solito eseguiti con cannello ossiacetilenico dopo aver comunque applicato delle clampe di rinforzo provvisorie per ripristinare la continuità delle colonne fino al momento finale del sollevamento del deck e per mettere in sicurezza le strutture da tagliare. Una volta sollevato il deck viene depositato su di una bettolina trainata da un rimorchiatore, adeguatamente rizzato per metterlo in sicurezza e quindi trasportato a terra.

Diversamente, nel caso di impiego di un pontone con minore capacità di sollevamento è da prevedersi una durata più lunga dei lavori a mare a causa del maggior numero di sezionamenti richiesti. Le parti sezionate di volta in volta vengono agganciate e sollevate dalla gru per essere depositate sulla coperta della bettolina. In tal caso le singole parti di struttura dovranno essere verificate a sollevamento ed opportunamente rinforzate.

2.11.4.3 Rimozione della sottostruttura (Jacket)

Come anticipato, la rimozione del jacket viene eseguita per ottenere la completa pulizia del fondale marino fino alla profondità di un metro nel terreno.

Il criterio generale in termini di numero di sollevamenti richiesti in relazione alla taglia del pontone e la sequenza delle operazioni sono simili a quelli descritti per il deck, ovvero esecuzione di tagli preliminari con messa in sicurezza mediante clampe bullonate e successivo sollevamento delle strutture con una gru. Le modalità operative sono invece notevolmente differenti sia per l'ambiente in cui si deve operare sia per le attrezzature impiegate.

Per quanto riguarda la tecnica di immersione si fa notare che dovendo lavorare in profondità elevate, dell'ordine dei 77 metri per la piattaforma RSM-B, è indispensabile l'impiego di sommozzatori in saturazione, ossia operanti con l'ausilio di camera iperbarica posta sulla nave appoggio e di campana di immersione che trasporta i sommozzatori dalla camera alla profondità di lavoro mantenendoli alla pressione costante.

Per quanto riguarda l'attrezzatura impiegata per eseguire i tagli, benché le tecnologie attuali offrano svariate possibilità (taglio del palo dal suo stesso interno mediante fresatrice calata dalla

sommità, taglio con idrogetto ad altissima pressione ecc.), la tecnica attualmente più impiegata è quella del taglio con cavo diamantato.

Per ogni tubo la durata dell'operazione è di qualche ora, in relazione alle caratteristiche meccaniche dell'acciaio da tagliare.

Al fine di ottenere il taglio alla quota di un metro sotto il fondo mare, viene preventivamente scavata una piccola fossa attorno all'elemento da tagliare, all'interno della quale viene posta la macchina di taglio. Dopo la rimozione della piattaforma la fossa si ricoprirà in maniera naturale nel giro di pochi giorni per l'azione delle correnti.

Queste attività non richiedono la presenza in mare di un pontone con gru e di una bettolina, il cui intervento è richiesto solo al momento dell'operazione di sollevamento. L'unico mezzo navale necessario per le suddette operazioni è quello di appoggio dei sommozzatori dotato, vista la profondità del mare sul sito Rospo Mare, dell'impianto di saturazione.

Le procedure di taglio e la sequenza delle operazioni costituiscono l'oggetto di un vero e proprio progetto comprensivo anche di calcoli strutturali, atti ad assicurare in ogni momento la sicurezza statica delle strutture. Lo stesso vale per le procedure di sollevamento, rizzaggio sulla bettolina e trasporto.

2.11.4.4 Demolizione sulla banchina

Una volta trasportati (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**) fino alla banchina i pezzi di piattaforma rimossi saranno scaricati a terra ed affidati ad una impresa specializzata di rottamazione che provvederà ad eseguire la demolizione fino a ridurre i materiali alle dimensioni di rottami. Tutti i materiali ferrosi puliti verranno recuperati, mentre quelli potenzialmente inquinati verranno affidati ad imprese idonee a trattare i rifiuti speciali. I materiali non ferrosi (ad esempio cemento, pareti coibentate con lana di roccia, vetri, legno ecc.) venrranno avviati invece a smaltimento/recupero (in funzione della caratterizzazione).

2.11.5 Decomissioning condotte

Al termine del processo di bonifica sopra descritto, le condotte vengono disconnesse per consentire la rimozione della piattaforma: i sommozzatori tagliano la condotta attraverso un fiamma ossidrica e installano un tappo sul capo della condotta.

La parte terminale della condotta viene interrata o alternativamente coperta con un materasso in cemento. Questa operazione permette che la parte terminale della condotta non interferisca con le

attività di pesca a strascico. Ogni possibile ostacolo alla pesca derivante dalla condotta sarà rimosso o interrato (valvole sottomarine, ancoraggi, etc.).

2.12 Analisi dei Rischi e Piano di Emergenza

Il sito di Rospo Mare ha adottato procedure per la gestione delle emergenze, comprese quelle ambientati, con lo scopo di definire le responsabilità, gli iter procedurali, le modalità di scambio delle informazioni con gli altri siti e tra il proprio personale, per evitare l'insorgere e il ripetersi dei disservizi e comunque per un continuo miglioramento della gestione operativa.

Le strutture e gli impianti del Campo Rospo Mare sono sottoposte a controlli periodici:

- ispezioni subaquee c/o il campo rospo mare (periodicamente effettuate da società specializzate, piano di monitoraggio e ispezione delle strutture
- monitoraggio strutturale e protezione catodica
- piani di pronto intervento

E' stato inoltre predisposto un Piano di Emergenza, che comprende le emergenze ambientali e della sicurezza, con lo scopo di fornire uno strumento operativo e di coordinamento per classificare le possibili situazioni di emergenza e per fronteggiarle qualora si dovessero verificare.

Il Piano è distribuito al personale e alle imprese esterne operanti all'interno del Sito. Annualmente vengono effettuate prove di simulazione sulle risposte alle emergenze coinvolgendo il personale e tutti i terzi presenti, secondo quanto previsto nel Piano di Emergenza.

Le situazioni di emergenza ambientale, che sono state previste per il Sito di Rospo Mare, non costituiscono, in ogni caso, un pericolo per la salute e l'incolumità della popolazione residente, in quanto è sempre possibile intervenire, in tempi brevi, per mettere in sicurezza gli impianti, limitare la durata e l'estensione dell'emergenza.

Nel seguito sono riassunte le situazioni di emergenza individuate come rilevanti ai fini ambientali:

- Operazioni di allibo

  Durante le operazioni di allibo sono sempre presenti mezzi nautici di assistenza (rimorchiatore e supply vessel) dotati di attrezzature antincendio, antinquinamento e di materiale disperdente. Le operazioni di allibo hanno inizio solo dopo aver disposto un impianto mobile a schiuma per la protezione del ponte di coperta e dopo aver verificato che tutti gli impianti antincendio delle navi siano pronti per l'immediato impiego.
- Spargimenti di liquidi (olio greggio, olio lubrificante, prodotti chimici, ecc.)

Nel caso di spargimenti accidentali in mare, di olio e di prodotti chimici, peraltro sempre limitati nei quantitativi, sono previste procedure di intervento per limitare l'impatto sull'ambiente. Durante le operazioni di allibo sono sempre tenute pronte all'impiego panne galleggianti, in modo da contenere un eventuale spandimento di prodotto. Inoltre qualora si verifichi un qualsiasi spandimento di idrocarburi in mare, le operazioni di allibo vengono sospese e viene informata la Capitaneria di Porto di Termoli.

- Aspetti sismici, rotture accidentati degli oleodotti, perdite dagli oleodotti ed altri eventi dannosi:

  Lo scenario specifico circa gli aspetti sismici e altri eventi di cui sopra, sono assimilati nelle situazioni d'emergenza che costituiscono gli eventi eccezionali prevedibili nei nostri centri operativi, tutte le operazioni a seguito di questi eventi vengono gestite secondo il livello di emergenza descritti nei vari scenari possibili descritti capitolo "C del piano d'emergenza generale.

Nel caso di sversamenti di olio in mare sono previste opportune procedure indicate nel Piano di emergenza contro l'inquinamento da oli minerali S.O.P.E. Plan (Ship Board Pollution Emergency Plan) provato dal RINA in conformità alla regola 26 Allegato I Marpol 73/78.

2.12.1 Piano di emergenza generale

Pur adottando precauzioni impiantistiche e gestionali mirate ad assicurare lo svolgimento delle attività sicuro e scevro di rischi non è possibile escludere l'evenienza di situazioni di emergenza.
Le passate esperienze hanno dimostrato che per la pronta soluzione dell'emergenza i seguenti fattori sono spesso determinanti:

- disponibilità di piani organizzativi;
- rapidità dell'intervento;
- specializzazione del personale coinvolto;
- reperibilità delle informazioni su disponibilità di materiali e persone;
- disponibilità di guide e raccomandazioni sulle azioni da intraprendere;
- comunicazioni rapide tra le persone coinvolte.

Al fine di assicurare una corretta informazione su situazioni critiche in modo da attivare persone e mezzi necessari per organizzare l'intervento appropriato, riducendo al massimo il pericolo per le vite umane, per l'ambiente e per i beni della proprietà, Edison ha emanato oltre al SOPE Plan il "Piano di emergenza Edison-Piattaforme Rospo Mare".

In considerazione delle diverse tipologie di attività e dei potenziali scenari (terra e mare) esaminati nel piano di emergenza, sono stati definiti i ruoli, i canali informativi e le varie figure aziendali coinvolte nella risoluzione dell'emergenza.

Procedure specifiche per le singole attività, integrate nel volume generale del piano di emergenza, regolamentano in maggior dettaglio le linee guida previste nel piano stesso. Inoltre, sempre all'interno del Piano di Emergenza Edison sono stati codificati tre diversi livelli di gestione dell'emergenza, definiti in funzione del coinvolgimento del personale esterno all'installazione. In particolare, i tre livelli codificati sono cosi identificabili:

1. **Emergenza di livello Minore**
   I mezzi disponibili sul posto sono sufficienti per risolvere rapidamente il problema, non vi sono potenziali conseguenze immediate e future.

2. **Emergenza di livello Medio**
   I mezzi disponibili sul posto sono insufficienti per risolvere rapidamente il problema. Le conseguenze, anche se difficilmente misurabili sul momento potrebbero essere importanti sul piano umano, ecologico o tecnico. Vengono coinvolti gli enti pubblici. Anche in questo caso, il preposto/sorvegliante informa la gerarchia diretta, che a sua volta avvisa immediatamente il Direttore del Distretto Operativo (Procuratore).

   Al di fuori del normale orario di lavoro il Reperibile Turnista del centro operativo informa il Responsabile Reperibile (DUTY), il quale a sua volta avvisa immediatamente il Direttore del Distretto Operativo (Procuratore). Il Direttore del Distretto Operativo, valutata la gravità della situazione, provvede a convocare la "Cellula di Crisi", che riunitasi sotto la sua direzione c/o il Distretto Operativo di Sambuceto, prende in carico la responsabilità totale delle operazioni.

3. **Emergenza di livello Maggiore**
   Le conseguenze sul piano umano, ecologico e tecnico sono considerate immediatamente importanti. Come per l'emergenza di livello "medio", la cellula di crisi si riunirà attorno al Direttore del Distretto Operativo (Procuratore) e prenderà in carico la responsabilità delle Operazioni di lotta contro il sinistro. Il livello maggiore può determinare situazioni di emergenza nazionale di cui al 40 comma dell'Art. 11 della legge 979/1982.

   La gravità dell'evento rappresenta, o potrebbe rappresentare, un'emergenza molto seria, alla quale non si può far fronte con i mezzi a disposizione. Questa emergenza per essere gestita, necessita certamente dell'intervento di forze esterne (contrattisti specializzati, altre compagnie petrolifere, capitanerie di porto, prefettura ed altri enti in grado di prestare soccorso, ecc.). In questo particolare tipo di situazione è inoltre

prevista la creazione di una "cellula di comunicazione" che si occuperà delle comunicazioni con l'esterno.

Il progetto può determinare unicamente emergenze di Livello Minore e Medio, sia per i piccoli volumi di gasolio e olio presenti in piattaforma, sia per la breve durata degli eventuali rilasci, come già evidenziato nel precedente paragrafo.

2.13 Confronto con le BAT (Best Available Technique)

Nel presente paragrafo viene eseguita una verifica della conformità degli interventi previsti nel progetto rispetto alle BAT così come riportate nei BRef Comunitari. Tali BRef (BAT Reference Document), che individuano le BAT (Best Available Technique) disponibili per ciascun settore produttivo, sono redatte a livello Comunitario dallo European IPPC Bureau (EIPPCB), con sede a Siviglia, presso l'IPTS (Institute for Prospective Technological Studies). Pur non fissando norme giuridicamente vincolanti, i documenti BRef di riferimento sulle migliori tecniche disponibili intendono informare l'industria, gli Stati membri e l'opinione pubblica sulle *performances* ed i livelli di emissione e/o di consumo che si possono ottenere tramite l'utilizzo di determinate tecniche e procedure.

È da sottolineare tuttavia che tali BRef sono, in generale, da applicare ad impianti rientranti nella disciplina I.P.P.C. (Intregrated Pollution Prevention & Control).

Tuttavia si precisa che il sito in oggetto, dopo opportune analisi delle normative riguardanti l'*IPPC-incidenti rilevanti"*, non rientra nel campo di applicazione delle seguenti norme di seguito brevemente riportate:

1. D.Lgs.n.334 del 7/08/1999 "Incidenti rilevanti" Attuazione della direttiva 96/82/CE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinte sostanze pericolose
2. DPR del 12/04/1996 Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge 22 febbraio 1994, n. 146, concernente disposizioni in materia di impatto ambientale;
3. D.Lgs.n.59 del 18/02/2005 Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento (non applicabile in quanto attualmente non sono installati impianti di combustione con potenza termica superiore a 50 MW come indicato nell'allegato 1 par. 1 "attività energetiche" 1.1 "impianti di combustione" del D.Lgs. 59/2005)

4. D.Lgs.n. 238 del 21/09/2005 Attuazione della direttiva 2003/105/CE, che modifica la direttiva 96/82/CE, sul controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose.
5. D.Lgs.n. 152 del 03/04/2006 Norme in materia ambientale. Procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC)

Di seguito si riportano i vari aspetti in cui sono state individuate ed applicate le BAT suggerite dai documenti comunitari, ossia:

- Adozione di un efficace sistema di gestione ambientale [(1)]_in atto SGI AMB & Sic "multisito";
- Consumo e Produzione di Energia, Efficienza Energetica;
- Controllo attività operativa;
- Produzione di rifiuti;
- Sostanze Pericolose per l'ambiente;
- Prevenzione dell'inquinamento e degli incidenti;

[(1)] Si evidenzia come Edison S.p.a. Business Unit Asset Idrocarburi – operante C/o il Distretto Operativo di Sambuceto è dotata di un (**SGI AMB & Sic "multisito")** sistema di gestione integrato Ambientale e della Sicurezza "multisito", con riferimento alla Norma Tecnica UNI EN ISO 14001: 2004 "Sistemi di gestione ambientale" ed alla Norma BS OHSAS 18001:2007 "Sistemi di gestione della Sicurezza e salute sul lavoro"
Il presente progetto riguarda il Campo Off Shore Olio "Rospo Mare"- Mare Adriatico – "Concessione Mineraria B.C8.LF" Campo ROSPO MARE riferite alle attività: di Coltivazione greggio (estrazione, trattamento e stoccaggio Olio in Galleggiante "ALBA MARINA") che presenta la seguente certificazione di riferimento:

- certificato integrato ambiente, sicurezza "multisito" e salute nei luoghi di lavoro "SGI" n°-042 datato 09/02/2007;
- certificato di Conformità del S.G.A."multisito" n° EMS-1614/S datato 21/12/2006;
- certificato di conformità del S.G.S.S.L. "multisito" n° OHS-163 datato 20/12/2006.

Pertanto tutte le attività del sito Campo off shore Rospo Mare e riferite agli aspetti come, Consumi e Produzione di Energia, Efficienza Energetica, Produzione di rifiuti, Controllo attività operativa, Sostanze Pericolose per l'ambiente, Prevenzione degli incidenti e dell'inquinamento e quant'altro

vengono gestite attraverso (**SGI AMB & Sic "multisito")** ***il Sistema di Gestione Ambiente e Sicurezza multisito di cui sopra***.

2.14 Bibliografia

- Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG), sito web: http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/
- Enciclopedia degli idrocarburi, ROMA, Istituto della Enciclopedia Italiana TRECCANI, AA. VV., 2005
- Relazione tecnica sulle emissioni in atmosfera ubicate nella piattaforma offshore Rospo Mare "RSM-B" appartenente al Gruppo Edison, Laboratorio Galeno Srl, 2008
- Relazione sperimentale controlli analitici su un campione di gas prelevato sulla condotta di alimentazione della torcia installata sulla piattaforma per estrazione di idrocarburi "Rospo Mare B" della società Edison S.p.A., Ministero Attività Produttive (ex Ministero dello Sviluppo Economico), Laboratorio di sperimentazione sui minerali energetici, 2005
- Piano di emergenza contro l'inquinamento da oli minerali (Ship Board Oil Pollution Emergency Plan), Edison S.p.A., 1999
- Analisi ambientale e della sicurezza e salute dei lavoratori del sito Rospo Mare, Edison S.p.A., 2006
- Ministero dell'Ambiente della Tutela del Territorio e del Mare, Servizio VIA, sito web: http://www.dsa.minambiente.it/via/home.aspx
- http://www.scaldis-smc.com/oilgasworks.html
- http://www.oilandgas.org.uk/issues/decommissioning/other-info.cfm
- "Variazione programma lavori nell'ambito della concessione di coltivazione "b.c8.lf": perforazione di nuovi pozzi di coltivazione e adeguamento degli impianti esistenti per l'ottimizzazione del recupero di idrocarburi dal giacimento offshore "rospo mare", DOC. N°: RSB-B-GEN-RB-10002 REV.0, Dicembre 2008, Ediso S.p.A:.

3 QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE

3.1 Inquadramento generale

Il campo offshore di Rospo Mare è ubicato nel Mare Adriatico, a circa 20 Km al largo della costa abruzzese, a circa 20 Km a nord di Termoli e 70 Km a Sud di Pescara. La titolarità del campo è ripartita tra Edison, quale operatore con il 61,7% di quote, ed Eni, con il rimanente 38,3%. La produzione del campo è inviata a stoccaggio su di una nave di stoccaggio (Alba Marina), da cui l'olio è periodicamente trasferito su petroliere. E' prevista la sostituzione della nave di stoccaggio Alba Marina con un'altra nave analoga e di più recente costruzione prima della scadenza del periodo di classe (giugno 2012).

Le attività in progetto riguardano lo sviluppo del giacimento nella Zona 1, Zona 2, Zona 3 nell'area "D" del campo di Rospo Mare (RSM-B).

Tali attività non comporteranno significative variazioni allo stato attuale dell'area e dei pozzi esistenti. Lo sfruttamento delle tre suddette zone avverrà tramite la perforazione di n. 3+1 pozzi dalla piattaforma Rospo Mare B (RSM-B). Pertanto è prevista una limitata e temporanea modifica della struttura per poi ripristinare, alla fine delle attività di perforazione, la piattaforma nella sua originaria configurazione.

3.1.1 Ubicazione degli Interventi

Le attività in progetto saranno effettuate presso la piattaforma esistente denominata Rospo Mare B, ricadente nella concessione mineraria "B.C8.LF". Tale piattaforma è ubicata nel Campo Rospo Mare costituito dalle piattaforme RSM-C, RSM-B e RSM-A. La produzione del campo viene processata sulla piattaforma RSM-B ed inviata sulla nave di stoccaggio FSO Alba Marina.

La Tabella 3.1 e l' Allegato n. RSB-B-HSE-DW-80002-B01 riportano l'ubicazione delle piattaforme, della nave di stoccaggio e della boa di caricamento.

Tabella 3.1 – Riferimenti Geografici delle piattaforme, della nave di stoccaggio e della boa di caricamento.

CAMPO ROSPO DI MARE	COORDINATE GEOGRAFICHE (Roma 1940)	
	Latitudine (°N)	Longitudine (°E)
RSM-B	42°12'45"	14°56'48"
RSM-C	42°14'06"	14°55'55"
RSM-A	42°12'11"	14°58'15"
Alba Marina (FSO)	42°12'02"	14°56'21"
BOA	42°11'44"	14°58'20"

Ai fini di una migliore caratterizzazione delle aree oggetto degli interventi è stata eseguita una campagna di indagine in sito: sulla base di valutazioni, desunte da dati di letteratura, riguardo al regime idrografico, alle caratteristiche morfo-batimetriche e biogeochimiche dell'area vasta, sono

state individuate n. 5 stazioni di campionamentodistribuite a raggiera intorno alla piattaforma RSM-B. Il piano di monitoraggio, predisposto secondo la direzione della corrente principale parallela alla costa Italiana da NO verso SE (Artegiani et al., 1997a, b), permette di inquadrare la situazione a monte dei siti di interesse (stazione di bianco a NO) ed il possibile impatto delle strutture sull'ecosistema marino circostante (stazioni a NNE, SSO e SE), valutando la possibile dispersione dei contaminanti lateralmente e lungo la traiettoria della corrente. Maggiori dettagli sulle modalità esecutive e sui risultati della campagna di monitoraggio sono riportati in Allegato RSB-B-HSE-RP-80014-B01.

3.1.2 Regime Giuridico dell'Area di Studio

Il campo Rospo Mare, situato tra l'Abruzzo ed il Molise (Allegato RSB-B-HSE-DW-80002-B01) in acque territoriali italiane (Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare di Montego Bay, 1982) e più precisamente al largo della spiaggia di Punta Penna (appartenente alla Riserva di Punta Aderci, L.R. N. 9 del 20.02.1998) attigua al Porto di Vasto, appartiene alla concessione mineraria "B.C8.LF".

3.1.3 Normativa Vigente

La legislazione del comparto petrolifero si basa essenzialmente sulla seguente normativa:

- **Convenzione di Barcellona**, 1976. Tra i 6 protocolli che la compongono c'è anche quello della ricerca in mare degli idrocarburi "Off-shore Protocoll".
- **Convenzione di Montego Bay**, 1982 (recepita in Italia con legge 2 dicembre 1994 n. 689). Costituisce la normativa quadro in cui andranno ad inserirsi le discipline di settore contenute nelle varie convenzioni settoriali e regionali. Introduce disposizioni di carattere generale valide come linee guida in tema di protezione dell'ambiente marino. La ricerca di idrocarburi in mare è rimandata all'art. 208 della C.M.B.- gli Stati rivieraschi.
- **Convenzione internazionale di Londra**, 1990. Riguarda la preparazione, la lotta e la cooperazione in materia di inquinamento da idrocarburi, ratificata dall'Italia con la L. 15 dicembre 1998, n. 464 che di fatto tratta di misure, piani di emergenza e provvedimenti da adottare nel ricevere un rapporto di inquinamento da idrocarburi.
- **Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152,** per quanto riguarda l'impatto ambientale delle piattaforme.
- **Leggi sulle Concessioni Idrocarburi, D.Lgs. del 25 novembre 1996, n. 625**. Il Governo ha dato attuazione alla delega conferitagli dall'art. 50 della legge comunitaria per il 1994 per il recepimento della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio

dei permessi di prospezione e di ricerca e delle concessioni di coltivazione e stoccaggio di idrocarburi. La durata delle concessioni di coltivazione e stoccaggio è stata ridotta da trent'anni a vent'anni. La proroga dei permessi è consentita se si sia realizzato interamente il programma di lavori approvato all'atto del conferimento del primo permesso e non è dunque rimessa all'apprezzamento discrezionale del Ministero dell'Industria, oggi Attività Produttive.

- **Direttiva 2004/35/CE** del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 aprile 2004, sulla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale, che, in vista di questa finalità, «istituisce un quadro per la responsabilità ambientale» basato sul principio «chi inquina paga». In Italia, considerando la devoluzione dei poteri, saranno la Regione e i Comuni a controllare e a valutare il danno ambientale da mettere a carico alle aziende.

In Italia le risorse minerarie fanno parte del patrimonio indisponibile dello Stato (**art. 826 del codice civile**). La connotazione "pubblica" delle risorse minerarie e la considerazione che l'Italia ha sempre accusato uno sbilanciamento energetico, hanno fatto sì che le attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi siano state sempre sostenute attraverso una legislazione mirata ad attirare gli investimenti nazionali ed esteri ed a favorire la ricerca (Bonati, 2004).
Sulla base di tale principio fondamentale, si è finora sviluppata tutta la normativa nazionale relativa alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, le cui leggi principali sono :

- **Regio Decreto n. 1443/1927** (legge mineraria fondamentale);
- **Legge n. 613/1967** (attività offshore);
- **Legge n. 9/1991** (attuazione del PEN 1988);
- **Decreto legislativo n. 625/1996** (attuazione della normativa comunitaria sul "licensing");
- **Decreto legislativo n. 164/2000** (apertura del mercato del gas).

Inoltre, l'installazione e la rimozione delle Piattaforme comporta movimentazione del fondale marino con possibile impatto sull'ecosistema circostante.
A fronte di tali principi per chi deve operare vi sono, evidentemente, nel contesto della legislazione e dell'ordinamento giuridico nazionale, altri principi a tutela del bene minerario e della armoniosa valorizzazione delle risorse nazionali, nonché di altri interessi sia generali che specifici dello Stato, correlati alla materia:

- principio della tutela dell'ambiente (art. 23, L. 9/91)
- principio dell'obbligo del riassetto ambientale (art. 91 , L. 221/ 90)

- principio del rispetto delle specifiche norme di sicurezza degli impianti e dei lavoratori e delle norme di buona tecnica (art. 20, L. 6/57; art. 30, L. 613/67; DPR 128/59, DPR 886/79, D.lgs. 624/96)
- principio dell'adeguata capacità tecnica ed economica dell'operatore, in relazione alle attività da condurre (art. 51, L. 9/91)
- principio dell'adeguatezza dell'area di ricerca o di coltivazione (art. 14, L. 6/57; artt. 19 e 28, L. 613/67; art. 62 e 9, L. 9/91; art. 131, D. lgs. 625/96)
- principio della temporaneità e della durata ragionevole dei titoli minerari (art. 64, L. 9/91; art. 7 e 13, D. Lgs. 625/96)
- principio dell'obbligo di pagamento di diritti superficiali nonché di aliquote di produzione (art. 21 e 22, L 6/57; art. 32 e 33, L. 613/67; art. 18 e 19, D. lgs. 625/96)
- principio della garanzia dell'accesso alle strutture minerarie ad altri soggetti ai fini dell'importazione, esportazione e trasporto del gas naturale (art. 6, D. lgs. 164/00)
- principio della revoca del titolo ove sussistano gravi motivi attinenti al pregiudizio di situazioni di particolare valore ambientale o archeologico-monumentale (art. 611 e 92, L.9/91)
- principio della decadenza dei titolari inadempienti rispetto a particolari obblighi di legge (art. 41 e 42, L. 613/67)
- facoltà, per l'Amministrazione, di negare il rilascio di un permesso di ricerca per motivate ragioni di interesse pubblico, ma senza discriminazioni (art. 45, D. lgs. 625/96).

Inoltre, a livello nazionale esistono criteri di classificazione della qualità dei sedimenti in base alle loro caratteristiche chimiche ed ecotossicologiche (MATTM, 2006), e a livello internazionale esistono linee guida di qualità dei sedimenti (Long et al., 1995; MacDonald et al., 1996), che definiscono un effetto di tossicità cronica ed un effetto acuto in base al loro contenuto di contaminanti.

3.2 Regime vincolistico ed aree protette (zone marine di tutela)

Le principali aree di protezione a mare in Italia sono: Aree Marine Protette (AMP), Parchi Nazionali con estensione a mare, Zone di Tutela Biologica (ZTB), Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e Zone di Protezione Speciale (ZPS). In tale contesto, i regimi vincolistici che insistono nell'area di interesse sono:

- **Aree marine protette o soggette a misure di Salvaguardia** (L. 394/91). L'area non rientra nell'ambito di un'area naturale protetta e non è sottoposta a misure di salvaguardia, ai sensi della Legge Quadro sulle aree protette.

  Le Isole Tremiti, site a circa 47 Km ad Est rispetto all'area di interesse, costituiscono un'Area Marina Protetta. Inoltre, lungo il litorale abruzzese alcune aree sono riconosciute come riserve naturali, quali: "Grotta della farfalla" e "Punta di Acquabella" (LR n.5 del 2007) nei Comuni di Rocca S. Giovanni e S. Vito Chetino, "Ripari di Giobbe" nel Comune di Ortona, "Marina di Vasto" e "Punta Aderci" (LR n.9 del 1998) nel Comune di Vasto. Tali aree sono tutte comprese nel Parco nazionale della Costa Teatina (art. 8 della L. 23/03/01, n. 93).
- **Zone marine a parco** (L. 979/82, art.31). L'area non rientra in nessuna zona di parco.
- **Zone di Tutela Biologica** (L. 963/65, D.P.R. 1639/68). L'area di interesse è sottoposta a Tutela Biologica ai sensi della legge 963/65 e del D.P.R. 1639/68 per la disciplina della pesca.
- **Protezione delle risorse alieutiche delle zone marine costiere** (Reg. CEE n. 1260/99, n. 1263/99, Programmazione SFOP 2000/2006). L'area in esame non rientra in nessuna zona protetta ai sensi di tali regolamenti comunitari.

  Tuttavia, lungo la fascia costiera prospiciente il litorale tra Ortona e Vasto sono in atto dei programmi di tutela della fascia costiera, fortemente antropizzata. La riduzione della mortalità da pesca, la protezione e il recupero di particolari habitat degradati o sensibili, vengono realizzati grazie all'immersione di corpi stabili, resistenti e pesanti in grado di contrastare la pesca a strascico illegalmente effettuata all'interno della fascia costiera. Le aree distano dal sito di ubicazione della piattaforma non meno di 15 Km.
- **Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e Zone di Protezione Speciale (ZPS)** individuate nella Rete Natura 2000 (Dir. 92/43; Dir. 79/409). L'area di interesse non rientra in nessuna di tali aree.

  Le dune di Vasto, insieme con quelle dell'Orto Botanico di San Salvo, costituiscono un territorio di elevato interesse naturalistico. L'area è stata riconosciuta Sito di Importanza

Comunitaria nell'ambito del programma Bioitaly ed è entrata a far parte della Rete Natura 2000. Altri Sic riconosciuti sono: "Foce Biferno - Litorale di Campomarino" (IT7282216B) e "Foce Saccione - Bonifica Ramitelli" (IT7282217), entrambi istituiti con DM del 3 aprile 2000 n° 65 (All. B). Tra le zone umide regionali, invece , sono riconosciuti il "Litorale S.Salvo – Termoli" (CB010) e il "Litorale Termoli - Torrente Saccione" (CB020). Ancora, la Dir. 92/43/CE riconosce come habitat prioritari le "dune di Setacciato" (IT7228221) e le aree (Oasi) di tutela della fauna stanziale e migratoria.

3.2.1 Zone di Tutela Biologica

Le Zone di Tutela Biologica (ZTB) sono state istituite (**L. 963/65, D.P.R. 1639/68**) per proteggere alcune aree importanti per la conservazione delle risorse biologiche, nel contesto della gestione della pesca. Il MIPAF (Ministero delle Politiche Agricole e Forestali) può attuare questa forma di protezione in zone riconosciute, in base a dati scientifici, come aree di riproduzione o accrescimento, di specie di importanza economica o i cui *stock* siano impoveriti. Finora nei mari italiani sono state istituite 11 ZTB.

L'area di interesse non è sottoposta a Tutela Biologica ai sensi della legge 963/65 e del D.P.R. 1639/68 per la disciplina della pesca.

3.2.2 Zone di Riposo Biologico

Le zone di Riposo Biologico (**L. 41/82**) sono quelle aree in cui la pesca è temporaneamente sospesa per consentire il ripopolamento delle specie ittiche. Il Ministero delle Politiche Agricole e Forestali annualmente emana un decreto nel quale sono stabiliti gli interventi di protezione delle risorse acquatiche nell'ambito di politiche a sostegno della pesca responsabile. Tra gli interventi previsti, le modalità di esecuzione dell'interruzione temporanea obbligatoria delle navi abilitate alla pesca a strascico e volante sono definite nell'ambito del Piano di protezione delle risorse acquatiche, di cui al regolamento (CE) n. 2792/99.

L'area di interesse non rientra in nessuna zona di riposo biologico, ai sensi della L. 41/82.

3.2.3 Zone Archeologiche Marine

Le Zone Archeologiche Marine (**ex L. 1089/39**, confluita poi nel **D.P.R. 490/99**) sono Parchi marini sommersi con rilevante valore storico, archeologico-ambientale e culturale. L'area di interesse non rientra nelle zone archeologiche marine.

Il sito archeologico riconosciuto ubicato più vicino all'area in esame è quello delle "Isole Tremiti" (Progetto Archeomar, http://www.archeomar.it).

3.3 Suolo e sottosuolo

3.3.1 Inquadramento Generale di area vasta

L'area di studio si trova nel mare Adriatico, un bacino di forma allungata con l'asse maggiore direzionato da NW a SE, localizzato al centro del Mediterraneo tra la penisola italica e i Balcani. Il bacino è lungo 800 Km e largo mediamente 200 Km, la superficie è 132000 Km^2 e il volume 35000 Km^3, rispettivamente 1/25 e 1/20 della superficie e del volume del Mediterraneo. Le coste presentano caratteri geomorfologici e strutturali, clima e input fluviali diversi che determinano in Adriatico caratteristiche idrografiche molto complesse.

Le coste orientali sono generalmente alte e rocciose mentre quelle occidentali sono piuttosto basse e per lo più sabbiose.

Il bacino Adriatico si è formato in seguito allo sprofondamento di un'antica area continentale, rigida e stabile, causato da forze compressionali convergenti che hanno ammassato e corrugato ai suoi margini materiali di zone instabili fino a formare le due catene che lo bordano attualmente (Appennini e Dinaridi). Lo sprofondamento dell'area è iniziato 200 milioni di anni fa e da allora sono andati accumulandosi grandi quantità di sedimenti, in particolar modo dopo il sollevamento delle montagne a NE, le Dinaridi, avvenuto circa 30 milioni di anni fa e di quelle a SW, gli Appennini, avvenuto circa 20 milioni di anni fa. Nei soli ultimi 1.8 milioni di anni (Quaternario), per esempio, nel bacino adriatico si sono depositati circa 1600-2000 metri di spessore di detriti di chiara provenienza dalle catene di montagne che lo cingono e in questo modo si sono originate grandi forme d'accumulo inclinate verso il centro del bacino.

Alcuni autori ritengono che il substrato dell'Adriatico facesse parte di un "promontorio africano", mentre altri preferiscono parlare di "microplacca adriatica", indicando con questo termine un frammento del continente africano che, andando a collidere con l'Eurasia, ha dato origine alle catene montuose dell'orogenesi alpina.

Il bacino adriatico è costituito da un basamento cristallino di rocce metamorfiche e da graniti siluriani su cui si è impostata la sedimentazione, quasi uniforme, di evaporiti permo-triassiche cui è seguita quella di carbonati mesozoici. Nel Cenozoico si hanno i primi sedimenti terrigeni, che costituiscono i terreni di copertura, cui seguirono i depositi plio-quaternari (ved. Allegato RSB-B-HSE-80010-B01), particolarmente imponenti nel bacino padano e lungo le coste italiane, i quali tendono ad annullarsi spostandosi verso i Balcani. Il Quaternario ha spessori massimi in corrispondenza delle avanfosse padane e abruzzesi: in prossimità della linea mediana dell'Adriatico i valori sono circa 2100 m dal traverso del delta del Po fino a Rimini, mentre decrescono annullandosi in corrispondenza della soglia Tremiti-Pelagosa (Colantoni, 1981). Nella

parte più alta di questi depositi è anche possibile individuare strutture progradazionali di origine appenninica, dinarica e padana, ricoperte da sedimenti dell'ultima fase di sedimentazione praticamente orizzontali.

Da un punto di vista strutturale il bacino adriatico può essere considerato come un'area rigida e stabile verso la quale si sono riversate due catene contrapposte e a divergenza centripeta. In esso è quindi possibile osservare l'antico avampaese (*foreland*) verso il quale convergono le catene a pieghe e sovrascorrimenti e l'avanfossa (*foredeep*) deformata dall'Appennino.

Geologicamente, l'areale in cui ricade l'ubicazione della piattaforma RSM-B comprende la zona che circonda il margine di scarpata settentrionale della Piattaforma Carbonatica Apula.

L'obiettivo minerario, in tale area, è costituito da olio in trappole strutturali a forte componente stratigrafica, localizzate al margine della Piattaforma Apula.

Il giacimento è situato ad una profondità media di 1300 m e presenta una mineralizzazione ad olio pesante nei calcari carsificati della piattaforma Apula.

La particolarità del giacimento di Rospo Mare consiste nella singolare condizione d'intrappolamento dell'olio, sospinto nella parte superiore di un vasto sistema carsico da un acquifero di fondo inclinato, costituito da acqua a media salinità.

Il giacimento è situato nel dominio sedimentario della piattaforma Apula caratterizzata, durante tutto il Giurassico ed il Cretacico inferiore, da una sedimentazione di tipo essenzialmente carbonatico, con spessori di diverse migliaia di metri (calcari fini localmente argillosi e dolomitizzati). La piattaforma, rimasta emersa dal Cretacico Superiore alla fine dell'Oligocene, è stata in parte erosa subendo, localmente, un'intensa azione di carsificazione.

La formazione del paleokarst di Rospo Mare risale proprio a tale fase d'emersione della piattaforma. La successiva trasgressione marina, alla fine dell'Oligocene, ha determinato la progressiva sommersione della piattaforma e l'insediamento di depositi marini ed evaporitici (Messiniano), che hanno contribuito alla fossilizzazione del sistema carsico di Rospo Mare, costituendone altresì la copertura impermeabile. In seguito, la tettonica appenninica ha causato una debole strutturazione ad anticlinale del giacimento, che si estende su una superficie di circa 120 kmq, con uno spessore di circa 150 m.

La morfologia dell'Adriatico non è quella di una depressione uniforme e regolare, ma è complessa, poiché è stata influenzata da processi deposizionali che a loro volta hanno risentito, nel recente passato geologico, di importanti variazioni del livello marino (Figura 3.1) (ved. Allegato RSB-B-HSE-DW-80009-B01).

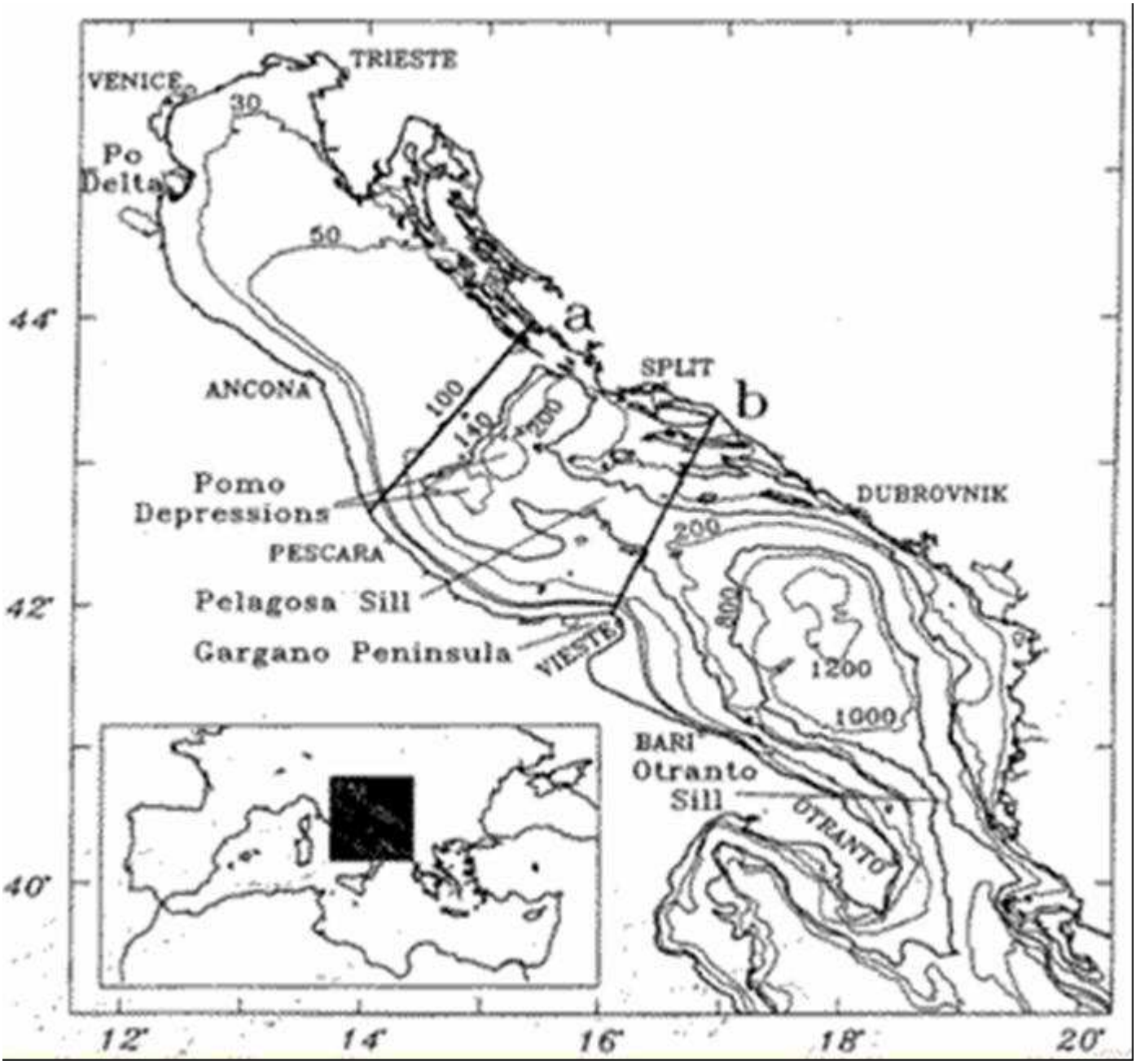


Figura 3.1 – Batimetria e zonizzazione del Mare Adriatico (Artegiani et al., 1997a)

Il Mare Adriatico è convenzionalmente suddiviso in tre bacini con caratteristiche, nonché aspetti deposizionali, diversi e profondità crescenti da Nord a Sud.

Il bacino adriatico è di tipo epicontinentale, e la sua dinamica è fortemente influenzata dalle forzanti atmosferiche e dagli apporti di acque fluviali. Il bacino nord-adriatico, in particolare, da solo riceve circa il 20% degli apporti fluviali dell'intero Mar Mediterraneo, pur essendo caratterizzato da

un volume d'acqua molto limitato a causa della profondità estremamente ridotta. La massima parte di tali apporti è concentrata lungo la costa occidentale, ed il fiume Po, con la sua portata media annua pari a circa 1500 metri cubi al secondo, ne rappresenta la sorgente principale.

Il Bacino Adriatico Centrale, che comprende l'area di studio, è caratterizzato da una depressione chiusa che si estende davanti alle coste di Pescara e raggiunge una profondità di circa 280 m denominata "depressione meso-adriatica" o "fossa di Pomo" o "fossa di Jabuka" Figura 3.1). Questa depressione rappresenta l'aspetto morfologico più caratteristico dell'Adriatico centrale; è orientata in senso NE-SW (cioè trasversalmente all'asse adriatico) ed è costituita da due bacini separati da un'ampia sella: quello occidentale e quello orientale. Il primo ha una profondità di circa 250 m, il secondo raggiunge i 272 m, ha una estensione maggiore ed è diviso in due parti da un rilievo di probabile origine vulcanica. Il fianco settentrionale della depressione è caratterizzato da una progressione verso SE della piattaforma continentale causata da successivi apporti sedimentari d'origine padana ed appenninica che sono andati a riempire una depressione un tempo più ampia (Artegiani et al., 1997a).

I sedimenti superficiali nel bacino dell'Adriatico settentrionale e centrale possono essere divisi essenzialmente in due gruppi: sabbie e silt (Figura 3.2). I sedimenti pelitici sono distribuiti da nord verso sud lungo la costa italiana fino a Pescara, in un'area ampia 30-50 Km. A sud di Pescara prevalgono nel bacino i sedimenti pelitici (70-80% di silt e 20-25% di argilla), mentre i sedimenti sabbiosi si trovano principalmente lungo la costa italiana, in corrispondenza dell'area centro-orientale della piattaforma adriatica (80%) e a 80-130 m di profondità a nord del Promontorio del Gargano (Brambati et al., 1973).

La variazione granulometrica dei sedimenti superficiali è particolarmente evidente in corrispondenza della piattaforma adriatica. Infatti, procedendo da ovest verso est la granulometria va da sabbie medie a peliti siltose e da peliti sabbiose a sabbie medie (Figura 3.2).

Due tipi di sabbie possono essere distinte:le sabbie litoranee lungo la costa italiana e le "sabbie antiche" nell'area centro-orientale della piattaforma adriatica e a nord del promontorio del Gargano. Mentre le sabbie, ad eccezione di quelle litoranee, rappresentano il risultato della trasgressione flandriana, le peliti derivano dalla sedimentazione del materiale fine trasportato in sospensione dai fiumi fino al mare e, successivamente, disperso dalle correnti marine.

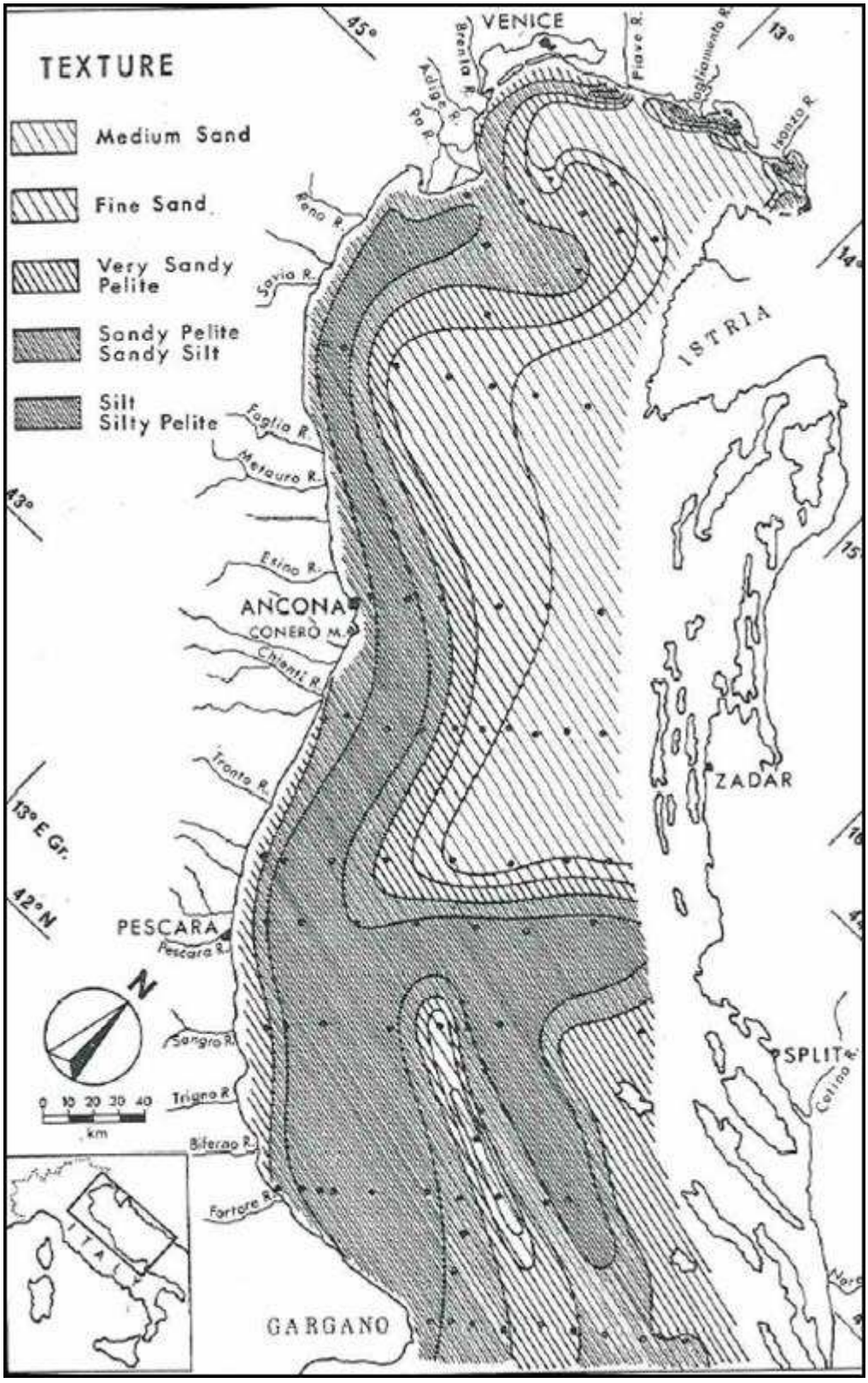


Figura 3.2 – Distribuzione areale delle diverse granulometrie dei sedimenti superficiali nel bacino dell'Adriatico settentrionale e centrale (Brambati et al., 1973).

La distribuzione dei sedimenti sui fondali adriatici è fortemente legata alla storia geologica recente del bacino, alla dinamica marina, che ne influenza la deposizione in seguito a fenomeni di dispersione e all'apporto dei fiumi che vi sfociano.

Questo apporto origina provincie sedimentarie (Pigorini,1968) caratterizzate da una diversa composizione mineralogica dei sedimenti. Infatti, ad eccezione della zona costiera, dove si hanno influenze locali diverse, queste provincie sono ben definite e suddivisibili (Figura 3.3):

- *Provincia Veneta*: influenzata dagli apporti terrigeni dei fiumi veneti e friulani (Adige, Brenta, Piave, Tagliamento), si estende dal Golfo di Trieste alla laguna di Venezia. I sedimenti sono carbonato-clastici con una mineralogia caratterizzata da augite, granati ed epidoti che passa gradualmente a depositi ricchi in orneblende e granati (Pigorini, 1968).
- *Provincia Padana*: originata da materiali provenienti dal Po e dai fiumi minori a sud di esso, si estende tra l'isobata di 25 m a SE della costa veneziana e l'isobata di 160 m all'altezza della soglia tra Pescara e Sibenik. La facies sedimentaria di questa provincia è caratterizzata da sedimenti silico-clastici e i minerali caratteristici sono granati, epidoti e orneblende con percentuali minori di augite, glaucofani e stauroliti.
- *Provincia Sud Augitica*: gli apporti di questa provincia arrivano dai fiumi appenninici. E' caratterizzata da sedimenti estremamente ricchi in augite derivanti dall'entroterra vulcanico dell'Italia centrale e meridionale. I sedimenti dell'area di interesse appartengono a questa provincia sedimentaria (Figura 3.3).
- *Provincia Albanese:* i sedimenti provengono dai fiumi slavo-albanesi (Skumi, Semeni, Vjosa). Tale provincia è prospiciente le coste orientali ed è caratterizzata da associazioni di epidoti e cromiti.
- *Provincia Costiera:* è caratterizzata da sedimenti misti veneti, padani e sud augitici, occupa una stretta cintura che si estende dal Piave fino alla Penisola salentina.

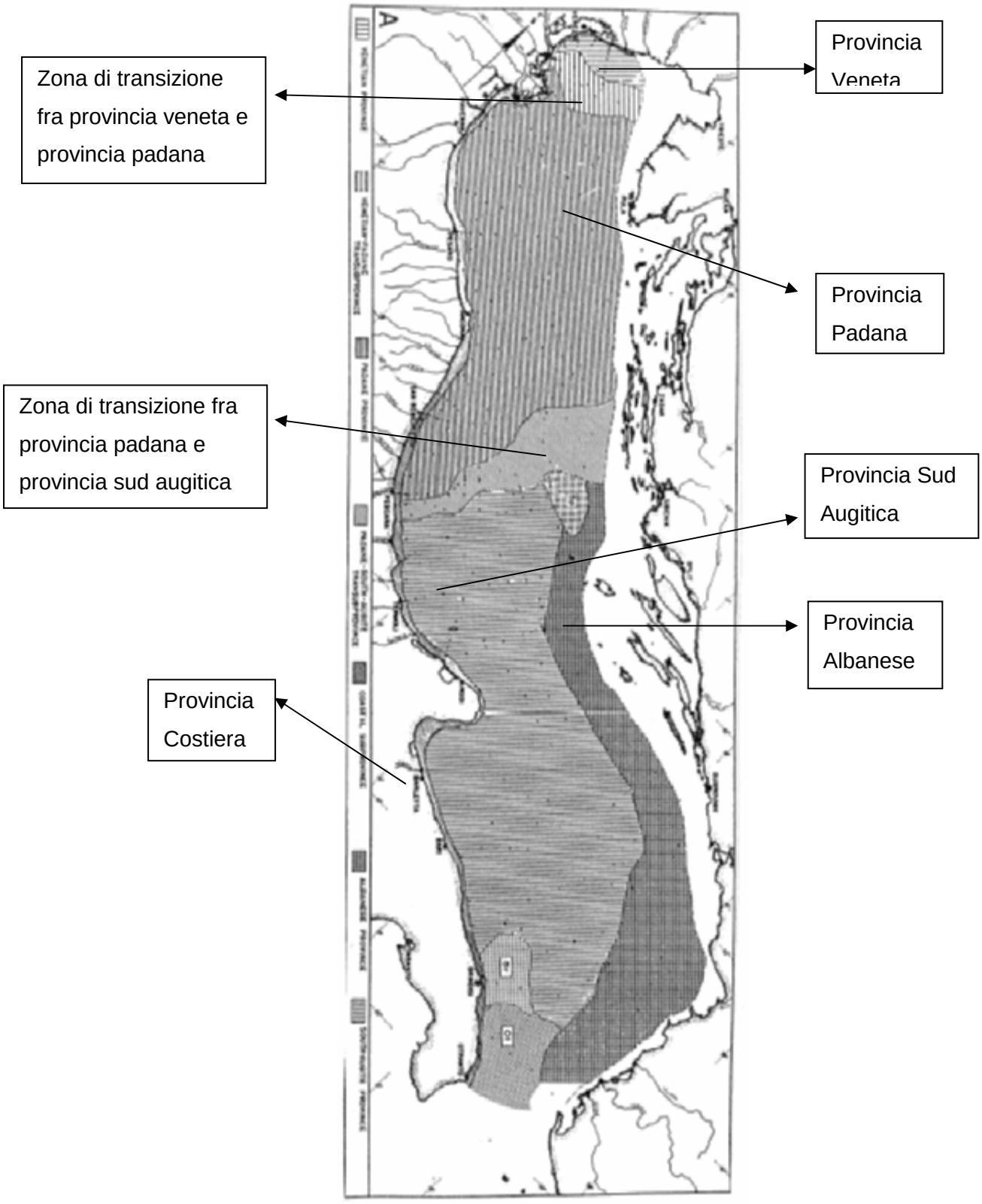


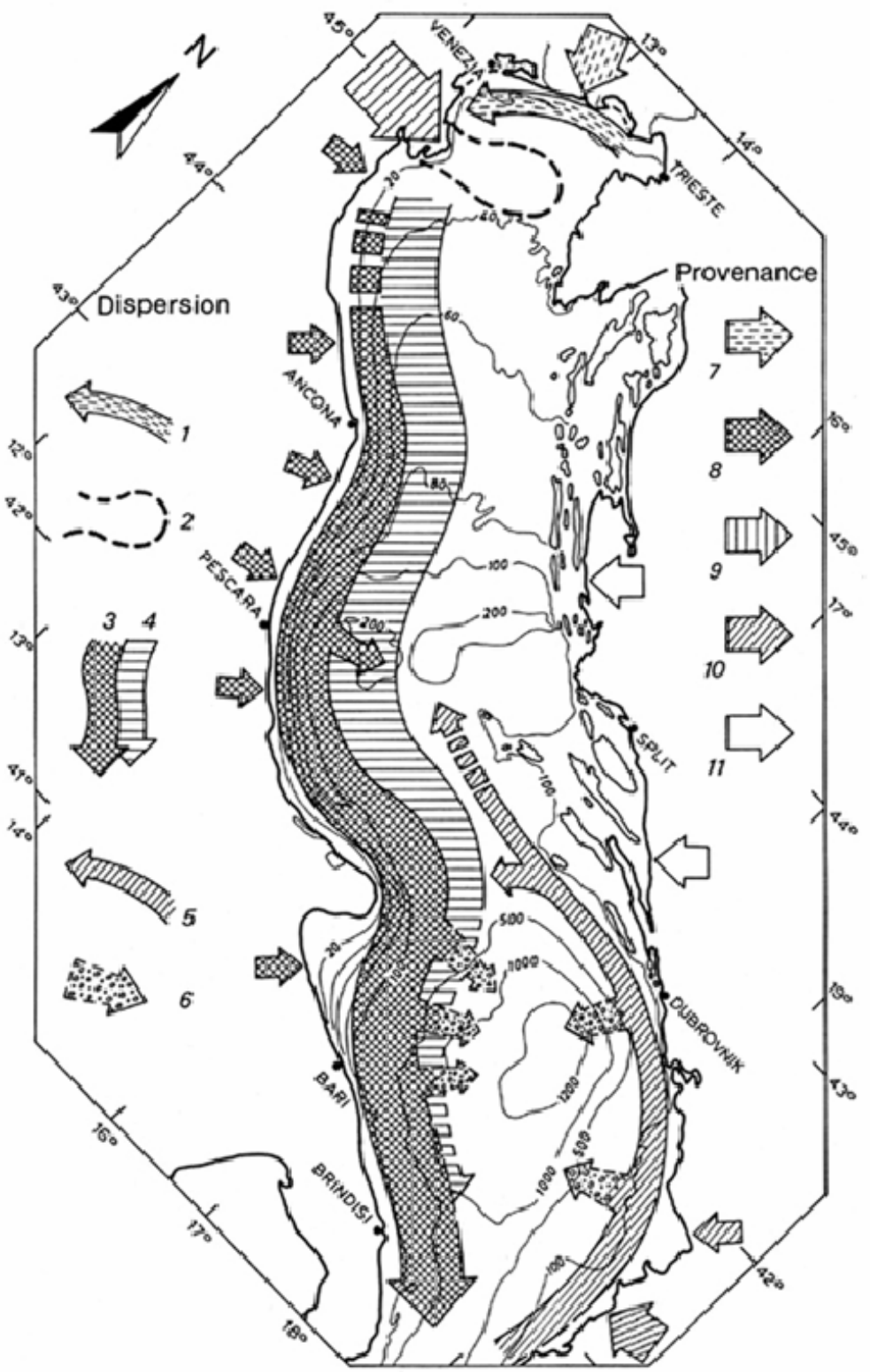
Figura 3.3 – Distribuzione delle province sedimentarie in Adriatico (Pigorini, 1968).

Il fondo dell'Adriatico Centro-Settentrionale, per quanto riguarda i sedimenti, può essere suddiviso in due distinte provincie (ved. Allegato RSB-B-HSE-DW-80011-B01):

a) una zona di sedimentazione attuale (olocenica), in equilibrio con la dinamica marina presente, che si estende da riva verso il mare aperto per distanze molto variabili, che in Medio Adriatico arrivano a qualche decina di chilometri. In questa zona l'apporto dei fiumi viene distribuito in funzione dell'energia a disposizione (moto ondoso e correnti).
b) Una zona, più ampia della precedente, di sedimenti relitti, la cui distribuzione sul fondo è pilotata dall'affioramento di strati troncati dall'erosione, sui quali non si depositano sostanziali apporti fluviali attuali. Con l'utilizzo di profili microsismici ad alta risoluzione (Stefanon, 1984) è stato messo in evidenza come buona parte del fondo dell'Adriatico Centro-Settentrionale sia caratterizzato dalla presenza di vastissime superfici di erosione, ove i sedimenti attuali sono praticamente assenti, e dove emergono strati di età pre-olocenica.

Soprattutto nell'Adriatico settentrionale, procedendo dalla costa al largo, dopo una prima fascia di sabbie litorali, costituenti la sabbia sommersa e terminanti ad una media di 5-7 m di profondità, si incontra una spessa coltre di materiali limosi che dal traverso del Po si estendono, parallelamente alla costa italiana, verso Sud collegandosi con depositi profondi della costa meridionale.
Più al largo incontriamo una zona di transizione a sedimenti misti seguita da sabbie deposte sulla piattaforma, non di deposito attuale, ma considerate antichi depositi "relitti", testimoni della regressione (per effetto dell'ultima glaciazione culminata 15-18000 anni fa, che ha determinato un abbassamento del livello marino di circa 100 m), e di una veloce trasgressione che ha consentito la loro conservazione.
La sedimentazione attuale è quindi limitata alle spiagge e alla lingua di limo: più al largo rimangono scoperti i depositi antichi (sabbie "relitte").
L'andamento della distribuzione dei sedimenti è dovuto alla dispersione della portata solida dei fiumi, fra cui il Po è il principale sia come portata liquida che solida (Figura 3.4).
I fenomeni che avvengono alla sua foce possono descrivere in modo ottimale quella serie di processi che portano alla distribuzione del sedimento una volta giunto al mare. Il fiume, che ha una portata solida annua di circa 14 milioni di tonnellate, a contatto con l'acqua di mare, perde velocità tendendo ad abbandonare il suo carico costituito per il 78% da silt e per il 22% da sabbia. La sabbia, a causa della sua maggiore granulometria, è deposta pressocchè immediatamente, per poi essere distribuita lungo le spiagge dal moto ondoso. Il materiale fine, invece, resta in sospensione e, poco più al largo, incontra la corrente generale adriatica, la quale, schiacciata dalle forze di

Coriolis contro le coste italiane, lo trasporta a sud. In questo modo, lungo la fascia interessata dalla corrente, si costituisce una lingua di limo individuabile fino alla depressione meso-adriatica (Tomadin, 2000).



Legenda:

1) Dispersione locale degli apporti veneti
2) Pennacchio del Po
3) Flusso appenninico
4) Flusso padano
5) Flusso albanese
6) Correnti di torbida
7) Apporti veneti
8) Apporti appenninici
9) Apporti del Po
10) Apporti albanesi

Figura 3.4 – Distribuzione (provenienza e dispersione) dei sedimenti pelitici lungo il Bacino Adriatico (Tomadin, 2000).

Più al largo, ad eccezione di zone di convergenza o di eventi sedimentari particolari, le correnti non trasportano materiali e la sedimentazione si può considerare nulla. I sedimenti più fini costituiti da limo e minerali argillosi legati agli apporti terrigeni del Po, ma anche a quelli dei fiumi appenninici e agli apporti eolici sahariani (di origine atmosferica), si disperdono secondo un andamento longitudinale da Nord-Ovest a Sud-Est (Figura 3.4).

I minerali argillosi principali caratteristici degli apporti fluviali sono Illite e Smectite (70-80% del totale), e secondariamente con percentuali più basse Kaolinite e Clorite. L'Illite diminuisce da nord a sud, al contrario di quanto avviene per la Smectite. Procedendo dalla costa al largo, l'Illite ha percentuali sempre più basse, mentre la Smectite aumenta. Il fenomeno si può spiegare considerando sia i processi di alterazione dei minerali argillosi, sia le minori dimensioni dei minerali della Smectite che quindi può essere trasportata a maggiori distanze (Tomadin, 2000).

Al largo solitamente non arrivano ingenti apporti di sostanze da terre emerse, quindi neanche di inquinanti né di nutrienti, motivo per il quale il Mare Adriatico è fortemente oligotrofico. Nella zona costiera italiana, al contrario si risente dell'effetto degli apporti terrigeni e talora di fenomeni di stagnazione legati a particolari condizioni idrologiche che particolarmente in estate e in autunno rendono quest'area a forte carattere eutrofico.

Quindi la fascia limosa, precedentemente citata, estesa dal Po fino alla depressione meso-adriatica, rappresenta la zona di fondale che maggiormente influenza le condizioni ambientali generali delle zone costiere italiane, dal momento che è in grado di accumulare al proprio interno le maggiori quantità di materiali di neodeposizione.

3.3.2 Caratteristiche Morfo-Batimetriche dell'area di interesse a scala di dettaglio

L'Adriatico centrale (Figura 3.5) è un bacino sismicamente attivo, dove la componente fangosa del sedimento si è depositata rapidamente durante le fluttuazioni glacioeustatiche del tardo Quaternario (Trincardi et al., 1996) e dell'inizio del Pleistocene (Trincardi e Correggiari, 2000). L'area è soggetta a deformazioni tettoniche *syn-sedimentary* che generano delle pieghe locali, sollevamenti del fondale e faglie che consentono la definizione di zone con un aumento del tasso di accumulo dei sedimenti (Ridente e Trincardi, 2002). In particolare, nella Figura 3.5 sono evidenziate le differenti tipologie di strutture morfologiche e sismico-stratigrafiche dovute alla deformazione della componente fangosa del sedimento, alla fuoriuscita di fluido, ai depositi *lowstand* dell'ultima massima glaciazione (LGM; Trincardi et al., 1994, 1996), ai sistemi trasgressivi del tardo Quaternario (TST; Cattaneo e Trincardi, 1999) e ai depositi *highstand* del tardo Olocene (HST; Correggiari et al., 2001, Cattaneo et al., 2003).

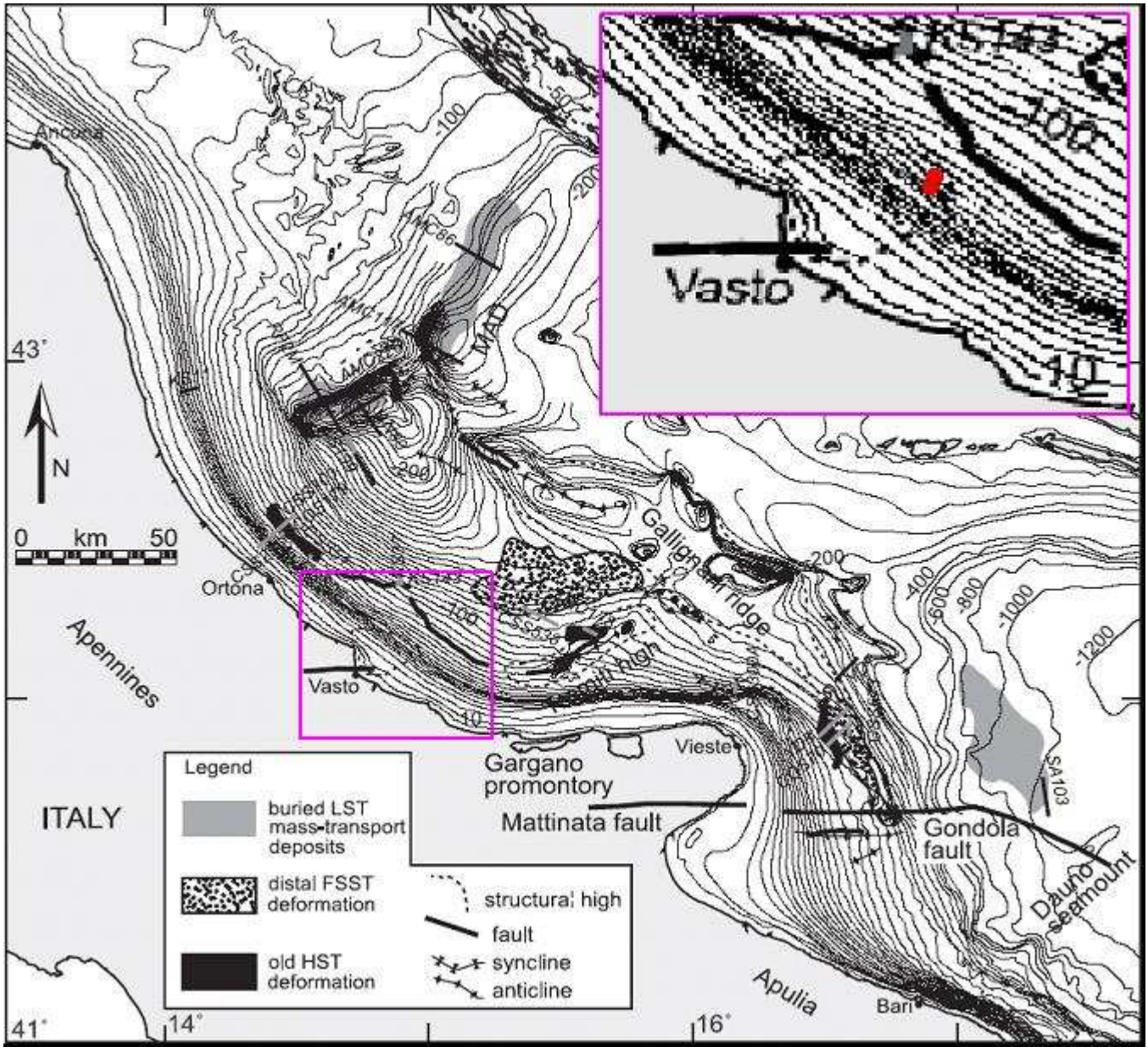


Figura 3.5 – Caratteristiche morfo-batimetriche di dettaglio dell'Adriatico centrale (Trincardi et al., 2004, modificato)[1]

Tale situazione evidenza una condizione di instabilità del sedimento. Ogni unità deformata si trova al di sopra di una maggiore discontinuità, che potrebbe essere una non-conformità erosionale o

[1] Le linee tratteggiate delimitano le aree caratterizzate da rilievi. Cunei di fango del tardo Olocene (in grigio) si sono distribuiti parallelamente a costa con spessori di sedimento fino a 30 m (in grigio scuro). Il riquadro identifica l'ingrandimento dell'area di interesse, riportata in alto a sinistra, con il dettaglio della zona di campionamento (in rosso).

una superficie *downlap*. Tipicamente, l'unità al di sotto della superficie *downlap* basale appare regolarmente stratificata, indicando che sul margine adriatico la deformazione del sedimento tende ad essere confinata in intervalli stratigrafici ben definiti, caratterizzati da un alto tasso di accumulo dei sedimenti (Trincardi et al., 2004).

L'area di ubicazione della piattaforma RSM-B presenta un fondale a struttura sabbiosa ed una batimetria compresa tra 65 e 80 m (ved. Allegato n. RSB-B-HSE-DW-80009-B01). La morfologia del fondale non presenta particolari asperità, con un incremento della profondità verso E piuttosto regolare.

In particolare, nell'area di ubicazione della piattaforma, le profondità registrate oscillano intorno ai 77 m. L'andamento batimetrico mostra un fondale regolare che sprofonda verso NE con un gradiente molto basso.

Le strutture predominanti individuate sono riconducibili a:

- copertura di sedimento sabbioso generalmente non vegetata con accumuli isolati di resti vegetali;
- depositi detritici dovuti alle attività intorno alla piattaforma.

3.3.3 Caratteristiche dei Sedimenti dell'area di interesse a scala di dettaglio

I sedimenti dell'area in esame hanno tessiture comprese fra i silt e i silt pelitici, per quanto siano in prossimità di una fascia di transizione verso costa con sedimenti che hanno tessiture più grossolane comprese fra le sabbie pelitiche e le sabbie argillose (ved Allegato RSB-B-HSE-DW-80010-B01).

In particolare le tessiture del sedimento, che vengono riportate nella letteratura scientifica per l'area in esame, hanno un diametro mediano di 5 µm, con i percentili del 25 e del 75 rispettivamente pari a 12 µm e 2 µm (Brambati et al., 1973).

La matrice del sedimento è prevalentemente silicatica e allumosilicatica con una percentuale di carbonati approssimativamente del 30% (Brambati et al., 1973; Rybicka et al., 1989), mentre la presenza di sostanza organica è tipica della zona di neodeposizione dei materiali fini che interessa tutto l'Adriatico, con contenuti di Carbonio organico e Azoto rispettivamente di 0.23% e 0.058% (Brambati et al., 1973).

Per quanto riguarda la contaminazione dei sedimenti, generalmente, il pattern di distribuzione dei metalli pesanti in Adriatico non è determinato da fattori di inquinamento ma da processi sedimentologici naturali. Nel corso di ricerche ambientali condotte nell'area costiera adriatica tra S.Benedetto del Tronto e Termoli (Rybicka et al., 1989), si osserva un'omogeneità spaziale e temporale nella composizione mineralogica dei sedimenti considerati, indipendentemente dalla loro granulometria ed imputabile ad una relativa uniformità degli apporti fluviali locali ed una loro ridistribuzione ad opera delle correnti. Nella frazione argillosa dei sedimenti una parte rilevante del contenuto totale di elementi in traccia, compresi Zn, Cd e Pb è associata alla fase residuale silicatica e/o ad ossidi scarsamente solubili. Inoltre, il contenuto totale dei metalli nella frazione argillosa non sembra grandemente influenzato dalla localizzazione del sedimento nell'area di esame; solo nichel e manganese presentano un generale aumento delle concentrazioni nei campioni più distanti da costa, correlato per il manganese con la batimetria.

Secondo le analisi effettuate dall'Arta Abruzzo sui sedimenti dei fondali antistanti il litorale compreso tra Ortona e Vasto (entro le 3 miglia dalla costa, pari a 5 Km scarsi), le indagini su sostanze organoclorurate, IPA, PCB's, elementi in tracce, fosforo e azoto totale mostrano valori prossimi ai limiti di rilevabilità o comunque poco significativi, permettendo di escludere una bassa forma di contaminazione.

3.4 Meteo-oceanografia

3.4.1 Caratterizzazione Meteoclimatica

L'area in esame presenta un clima mite. Secondo la classificazione di Koppen (Peel et al., 2007) rientra in classe "Csa" corrispondente ad un clima temperato caldo / mediterraneo, con estate secca e temperatura del mese più caldo > 22 °C. Le estati sono quindi asciutte e calde, mentre gli inverni sono freschi e piovosi.

La caratterizzazione meteo-climatica dell'area in esame è ottenuta mediante dati bibliografici tratti dagli Annali Idrologici relativi alla Stazione di Vasto, ubicata in zona litoranea tra il fiume Trigno e il fiume Sinello, prospiciente la porzione di Mare che ospita la piattaforma RSM-B. I dati riportati si riferiscono al periodo 1991-2001

In Tabella 3.2 sono forniti i riferimenti geografici della stazione termo-pluviometrica considerata.

Tabella 3.2 – Riferimenti Geografici Stazione di Vasto

STAZIONE	BACINO	QUOTA
Vasto	Zona litoranea tra Trigno e Sinello	144 m s.l.m.

Di seguito è riportato l'andamento, nel periodo 1991-2001, delle Temperature Massime, Minime e Medie espresse come medie mensili (Figura 3.6÷Figura 3.8).

I mesi più freddi sono stati Gennaio o Febbraio, mentre i più caldi Luglio o Agosto. La Temperatura non è mai scesa sotto 0°C. La temperatura minima me dia è stata di 2.4 °C registrata nel Febbraio 1996.

Gli andamenti sono piuttosto uniformi tra gli anni, con una lieve alterazione relativa all'anno 2001 in cui si sono verificate temperature invernali più alte della norma.

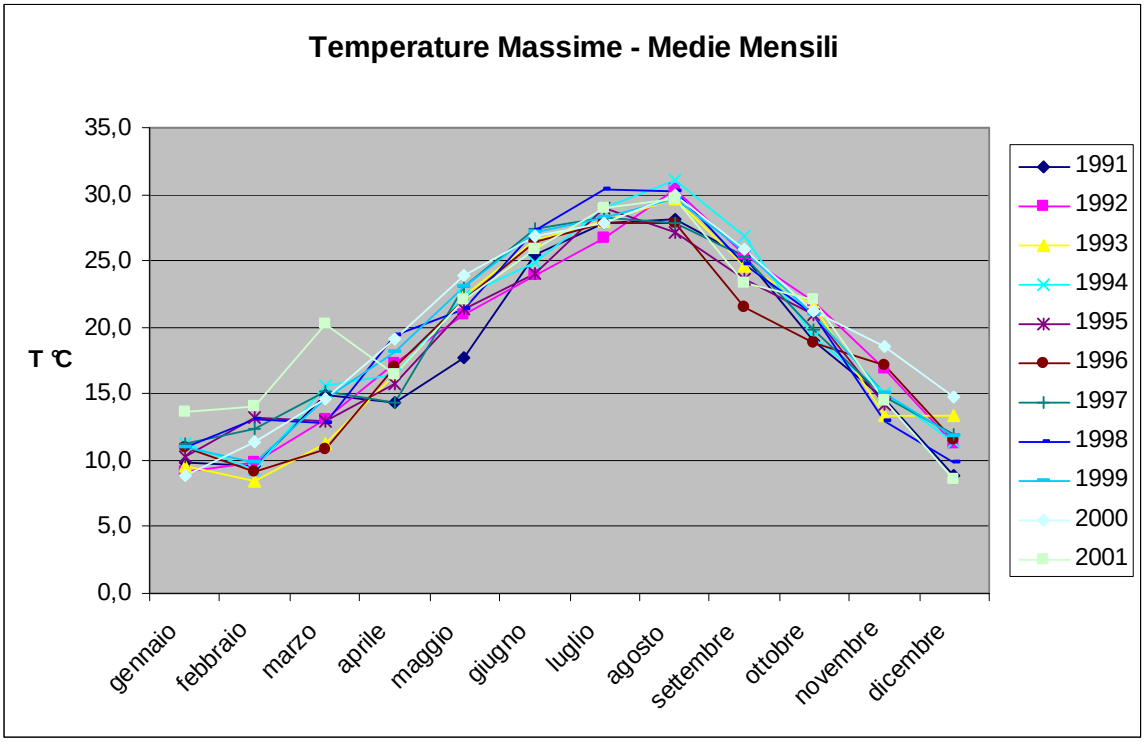


Figura 3.6 – Temperature Massime 1991-2001 Vasto

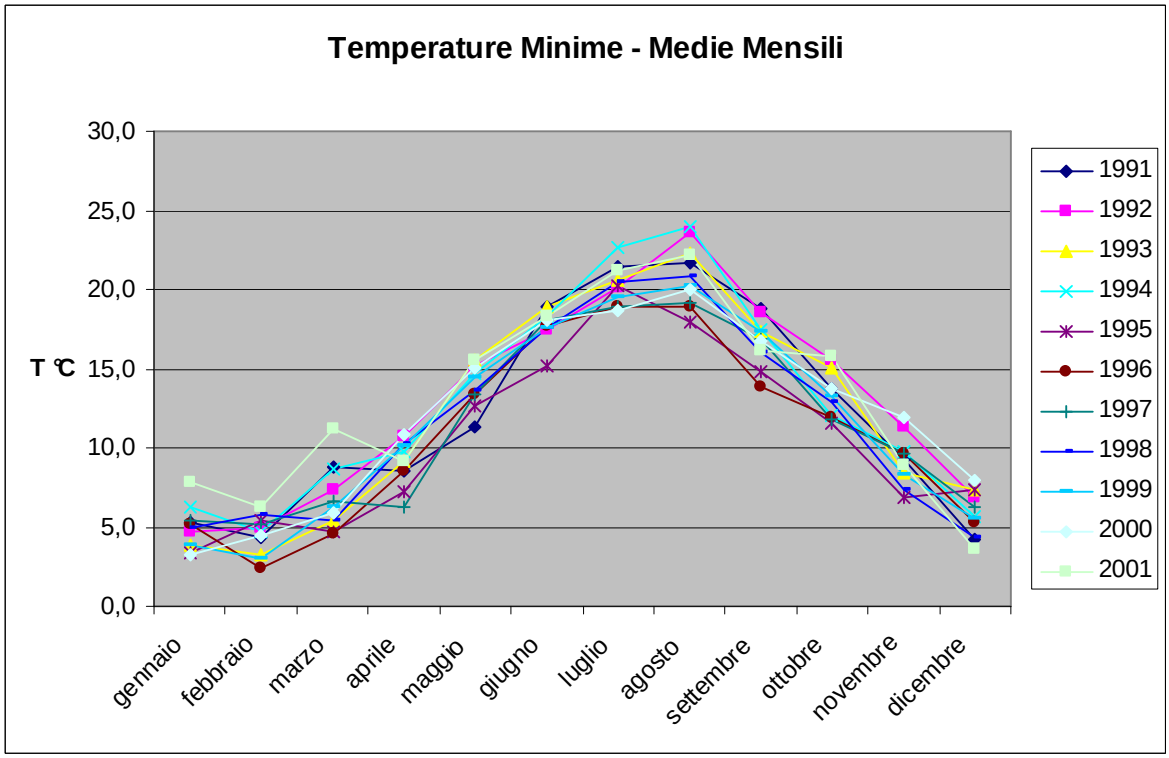


Figura 3.7 – Temperature Minime 1991-2001 Vasto

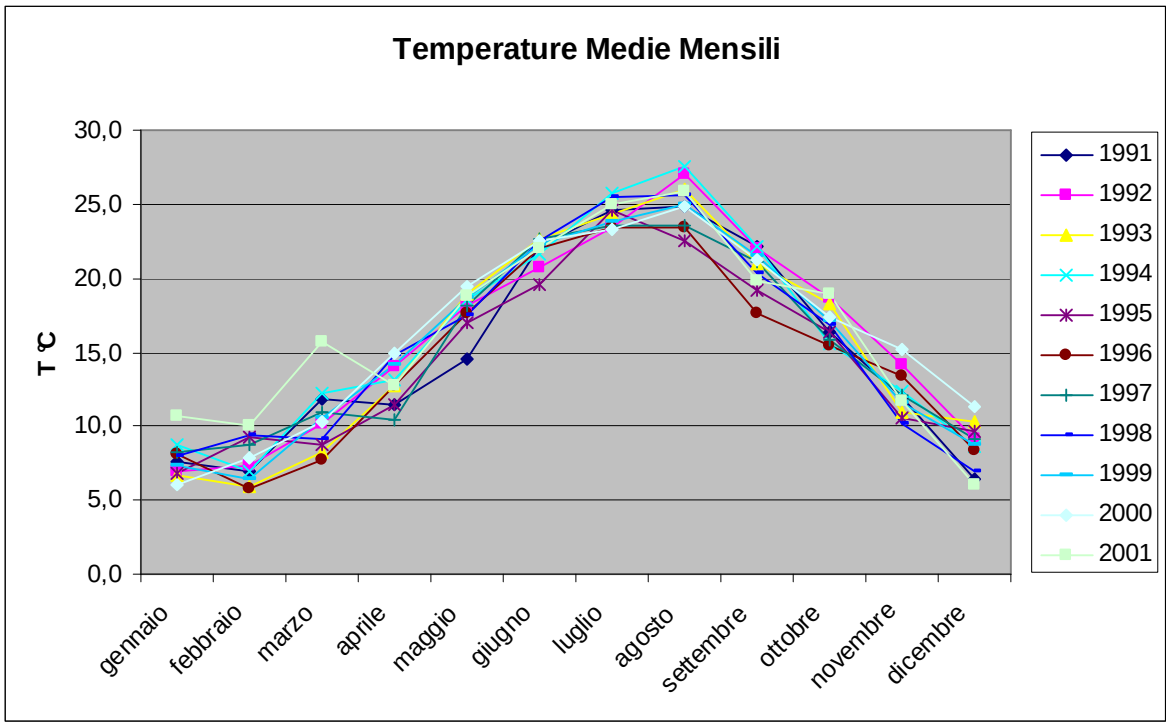


Figura 3.8 – Temperature Medie 1991-2001 Vasto

Nella Tabella 3.3 sono riportati i dati pluviometrici relativi alla medesima stazione di Vasto e al medesimo periodo. La Figura 3.9 e la Figura 3.10 illustrano graficamente i dati relativi all'andamento annuo e alla quantità totale annua di pioggia.

I mesi più siccitosi sono quelli estivi con qualche sporadica eccezione nel 1995, 1998 e 1999, mentre i periodi più piovosi sono stati, in generale, quelli compresi tra novembre e dicembre. Gli anni 2000 e 2001 hanno presentato un andamento lievemente irregolare, il 2000 risultando nel complesso piuttosto siccitoso, il 2001 presentando carenza di pioggia nel periodo autunnale ma con un picco di precipitazioni in Gennaio.

Dalla Figura 3.10 si evince che l'anno più piovoso è stato il 1996 con 655,2 mm annui distribuiti in 84 giorni, mentre il più siccitoso, come già accennato, il 2000 con 365.8 mm annui e soli 54 giorni di pioggia .

Se si esclude l'eccezionale andamento dell'anno 2000, nel complesso, la piovosità dell'area è oscillata tra 565,2 e 760,6 mm con una media di 70-73 giorni di pioggia in un anno.

Tabella 3.3 – Dati pluviometrici 1991-2001 Vasto

PRECIPITAZIONI																						
	1991		1992		1993		1994		1995		1996		1997		1998		1999		2000		2001	
MESI	mm	n giorni piovosi	mm	n giorni piovosi	mm	n giorni piovosi	mm	n giorni piovosi	mm	n giorni piovosi	mm	n giorni piovosi	mm	n giorni piovosi	mm	n giorni piovosi	mm	n giorni piovosi	mm	n giorni piovosi	mm	n giorni piovosi
Gennaio	45,6	2	45,2	5	56,8	6	126,0	11	97,8	9	29,0	7	63,6	4	47,0	6	80,4	8	32,2	8	204,6	13
Febbraio	34,6	5	34,2	4	73,0	4	84,2	12	43,6	4	77,0	9	45,8	6	59,8	4	42,4	7	49,2	7	28,2	5
Marzo	57,6	4	35,8	6	97,4	7	1,0	0	54,4	8	83,2	8	72,4	7	39,6	6	14,6	6	21,0	5	8,6	3
Aprile	88,8	12	109,2	7	13,8	5	80,6	8	67,4	6	34,8	5	64,2	10	49,6	4	35,8	5	57,0	5	72,8	7
Maggio	70,2	9	21,6	4	15,8	3	12,6	3	15,6	5	61,4	5	7,4	2	33,8	6	19,4	3	15,6	4	33,4	6
Giugno	9,6	3	31,0	4	13,2	4	26,8	6	20,6	5	10,0	3	2,8		7,2	2	80,2	6	7,4	1	14,8	2
Luglio	32,6	4	10,6	4	8,8	3	37,4	3	89,8	5	13,8	2	2,2	1	109,0	3	36,2	5	15,6	2	2,8	1
Agosto	26,2	3	6,8	2	19,2	2	6,2	2	58,6	8	75,4	6	71,0	7	28,0	4	43,6	4	5,2	2	2	1
Settembre	43	5	88,0	5	47,2	7	65,0	3	38,8	10	120,2	14	58,2	2	36,8	6	44,2	7	65,4	2	39,2	7
Ottobre	93,4	6	73,2	8	31,2	7	109,4	9	0,0	0	54,2	7	147,2	12	58,6	9	38,8	7	43,4	10	24,4	3
Novembre	83	11	49,0	7	166,8	15	73,6	5	132,2	10	48,0	6	99,8	13	182,2	12	81,0	9	10,6	4	117	11
Dicembre	70,6	6	60,6	10	67,4	6	46,6	8	57,2	12	153,6	12	56,2	9	49,0	6	77,6	6	43,2	4	74,2	9
Totale anno	655,2	70	565,2	66	610,6	69	669,4	70	676,0	82	760,6	84	690,8	73	700,6	68	594,2	73	365,8	54	622	68

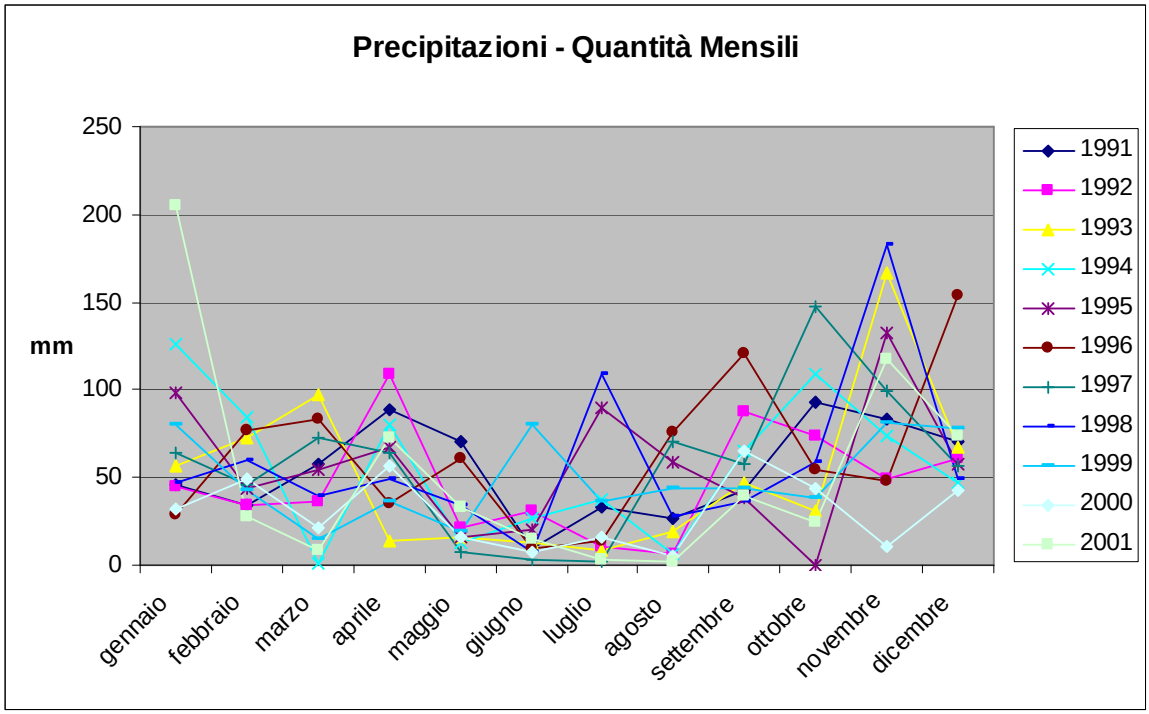


Figura 3.9 – Andamento precipitazioni 1991-2001 Vasto

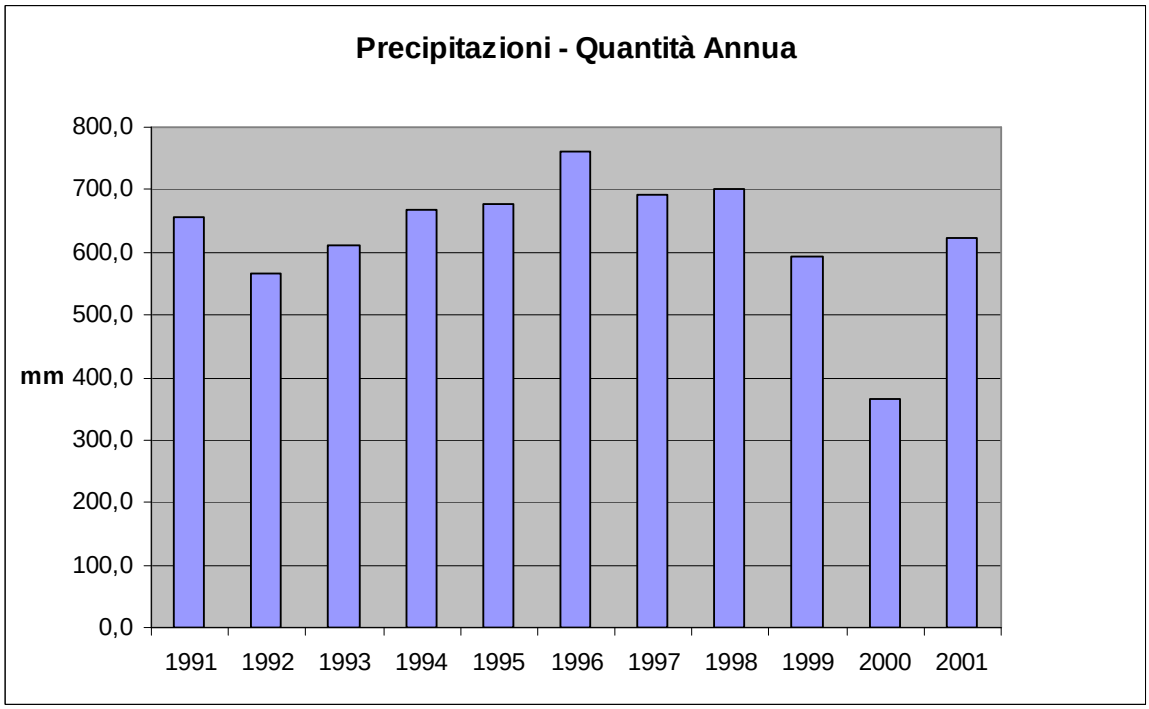


Figura 3.10 – Quantità annua precipitazioni 1991-2001 Vasto

L'Adriatico è caratterizzato da un clima mutevole, con variabilità più accentuata nel semestre invernale, dovuta principalmente ad un attivo processo di ciclogenesi e al passaggio di depressioni di origine atlantica. La presenza di dorsali montuose determina poi modifiche sostanziali della circolazione del bacino rispetto alle aree contigue del Mediterraneo. Ne derivano venti caratteristici che in Adriatico sono prevalentemente la Bora da NNE, e lo Scirocco da SE (Pandzic et al., 2005; Vukicevic et al., 2005). Nei mesi estivi prevalgono venti a regime di brezza dai quadranti orientali, il sopraggiungere di perturbazioni atlantiche richiama venti meridionali all'inizio dell'autunno e se le perturbazioni sono legate ad un forte abbassamento della pressione i venti di Scirocco possono assumere forte intensità specie nel basso e medio Adriatico, determinando i famosi fenomeni di acque alte nella laguna veneta in concomitanza dell'alta marea. Lo spostamento verso est delle perturbazioni ed il ripristino di condizioni di alta pressione richiama masse d'aria che possono dare luogo a venti occidentali o da maestrale (da NO) che fa sentire i suoi effetti con mareggiate nel medio e basso Adriatico, oppure da nord e nord-est. Tramontana (da N) e bora sono i venti più temuti dai pescatori, causano violente mareggiate e possono alzarsi all'improvviso. Sono venti freddi che dal Golfo di Trieste spazzano tutto l'Adriatico e provocano il raffreddamento repentino delle acque già all'inizio dell'autunno. Altro vento che causa forti mareggiate sulla costa italiana è il levante (da E), può durare anche diversi giorni ed è in grado di determinare rimescolamenti di acque nei fondali anche al largo della costa. Non di rado anche il libeccio (da SW), chiamato Garbino dalle marinerie adriatiche, fa sentire i suoi effetti soprattutto al largo della costa e sul margine orientale slavo.

Per quanto riguarda il vento, i dati reperibili dall'aeronautica militare (ITAV) e civile (ENAV) relativi alle zone aeroportuali risentono degli effetti della morfologia locale e non sono pertanto utili per la ricostruzione del moto ondoso al largo e a costa. Migliori, anche perché più dedicate ai problemi marini, sono le informazioni della Marina Militare (I.I.M.) contenute nel Portolano della zona e nelle raccolte di dati relative a stazioni semaforiche. La serie di questi dati è stata però purtroppo interrotta fin dal 1964. Dall'esame delle registrazioni effettuate per lunghi periodi significativi emerge comunque senza ombra di dubbio che la direzione prevalente dei venti che soffiano sull'Adriatico centrale proviene dai settori NO, NE e SO. Le maggiori intensità sono raggiunte dal vento di NNE (Bora) e dal vento di SE (Scirocco) che convogliano rispettivamente aria fredda continentale settentrionale e aria calda e umida meridionale (Colantoni et al., 2003). In Figura 3.11 e Figura 3.12 sono riportati due esempi di regime anemometrico nell'Adriatico Centrale in corrispondenza di eventi di Bora e Scirocco (Janekovic et al., 2005; Vukicevic et al., 2005).

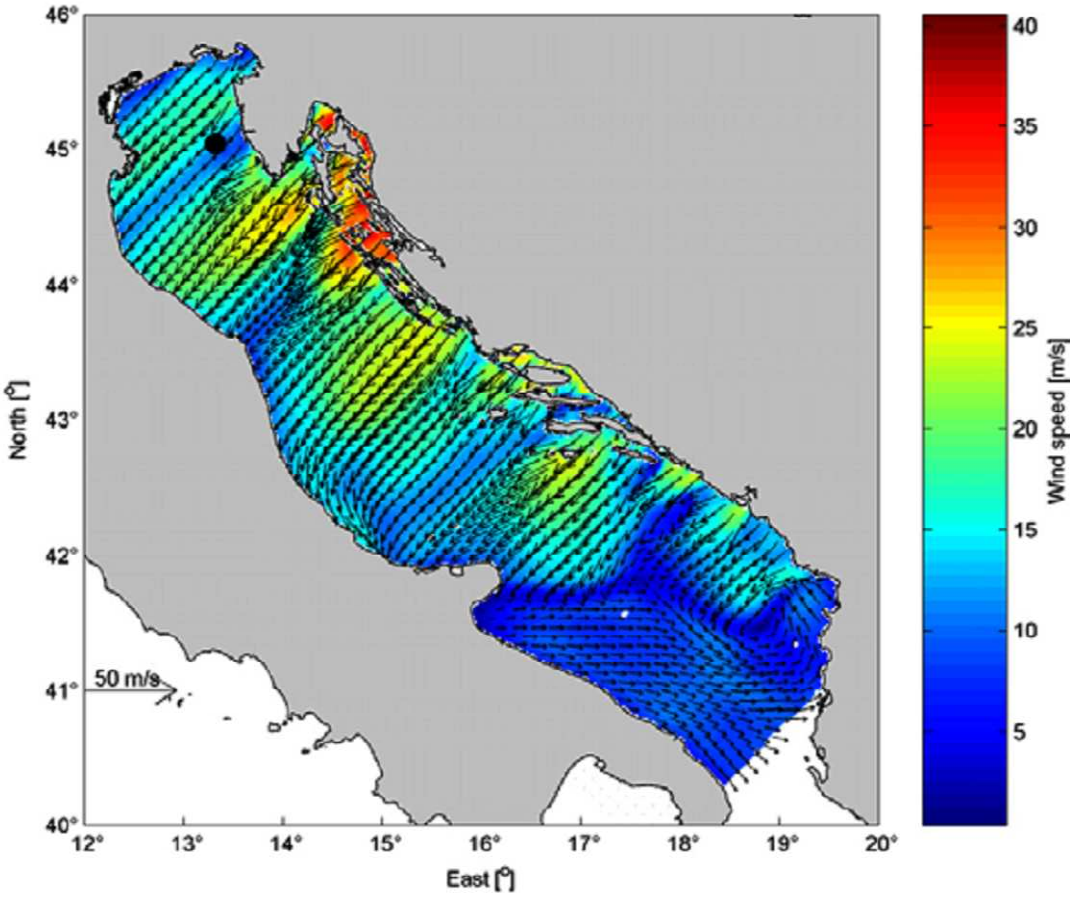


Figura 3.11 – Campo di vento a 10 m sul livello del mare [m/s] durante l'evento di Bora del 14/11/2004 (Janekovic e Tudor., 2005)

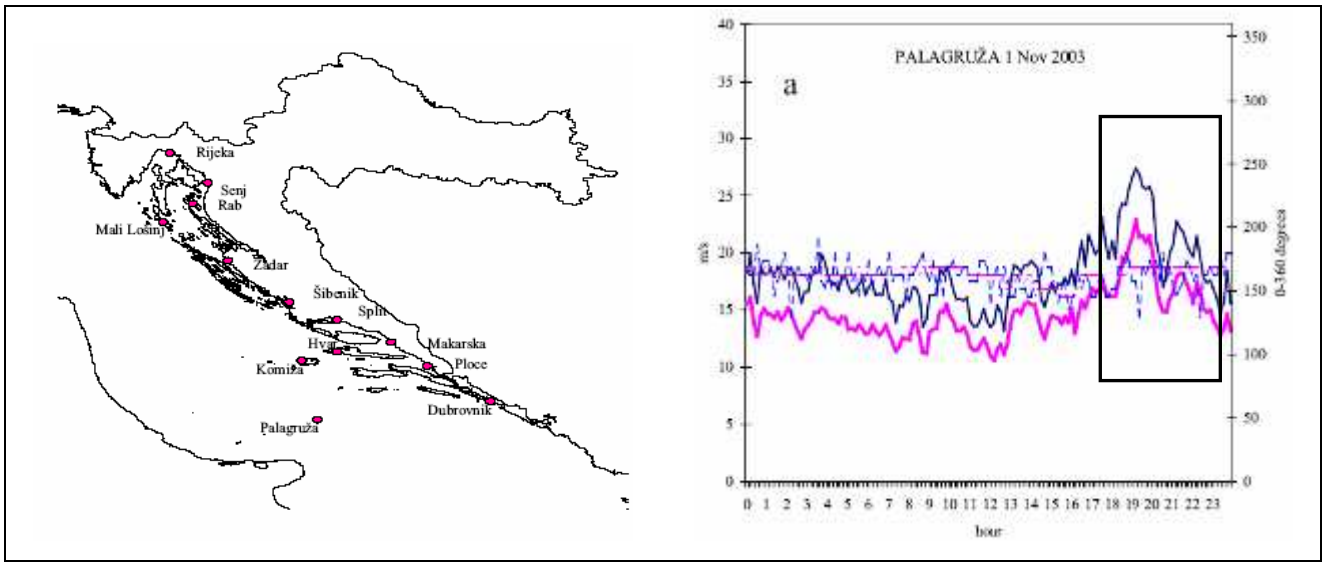


Figura 3.12 – Misurazioni del vento a Palagruža il 1 novembre 2003, in corrispondenza di un forte evento di scirocco (riquadro) (Vukicevic et al., 2005, modificato). La linea blu continua rappresenta la velocità massima oraria, la linea rosa continua la velocità media oraria (m/s) e la linea tratteggiata la direzione del vento (gradi).

3.4.2 Caratteristiche Meteo-Oceanografiche ed Idrodinamiche dell'Adriatico

La distribuzione e la circolazione delle masse d'acqua nell'Adriatico è fortemente influenzata dalle caratteristiche morfologiche dei fondali, è caratterizzata da una forte stagionalità dovuta alla rilevante escursione termica e dai caratteri termoalini delle acque di origine differente: quelle provenienti dal mar Ionio (acque levantine) e quelle dolci degli apporti fluviali (principalmente quelle del Po).

Le correnti che si sviluppano nel Bacino Adriatico sono correnti di gradiente, di deriva, legate alle maree ed alle sesse, nonché correnti inerziali.

Tutte queste correnti hanno importanza per la diluizione ed il mescolamento delle acque, nonché per il trasporto dei materiali sospesi, ma soltanto la circolazione legata alla corrente di gradiente interessa il ricambio generale del mare Adriatico ed i suoi rapporti con i mari adiacenti. Tutta la circolazione dell'Adriatico, a prescindere dall'effetto delle maree, sesse e deriva da vento, è legata ad un nucleo di acque salate e dense che tende a risalire nell'Adriatico dallo Ionio attraverso il canale di Otranto. Si tratta di acque provenienti dal Mediterraneo orientale richiamate verso l'Adriatico dalla presenza, in alto Adriatico, di acqua poco salata e densa. Si crea quindi un gradiente generato dalle condizioni di densità differenti tra zona nord e zona sud del bacino, tale da determinare l'imponente circolazione di questo mare.

L'azione della rotazione terrestre fa sì che le acque settentrionali fluiscano sul lato occidentale, deviate verso destra rispetto al senso del moto e che, analogamente, a profondità intermedia, le acque entranti da meridione, fluiscano sul lato orientale.

E'evidente che nella circolazione, in particolar modo a scala locale, hanno importanza anche fattori meno importanti quali il vento.

Nel periodo invernale la circolazione nel bacino è prevalentemente barotropica, governata dagli effetti di marea e meteorologici (Artegiani et al., 1997b). Nella regione, durante la stagione fredda, prevale spesso la bora: un vento particolarmente intenso e freddo proveniente dall'Europa Orientale, che sull'Adriatico arriva incanalato lungo alcune valli delle Alpi Dinariche. Nella regione dell'Adriatico settentrionale la bora spira dal Golfo di Trieste e dal Golfo del Quarnaro, provenendo quindi da est-nord-est (anche se localmente la direzione varia in funzione dell'orografia costiera). L'elevata velocità della bora e le forti perdite di calore che essa causa alla superficie del mare favoriscono il completo mescolamento verticale della colonna d'acqua e la formazione di acque particolarmente dense, destinate a favorire il ricambio delle acque nell'Adriatico ed il rinnovo di

quelle di fondo delle fosse meso e sud adriatiche. Allo stesso tempo, la bora causa una intensificazione della Corrente Costiera Adriatica Occidentale (WAC, Figura 3.13), che trasporta verso sud-est le acque a bassa salinità derivate dal mescolamento degli apporti fluviali con le acque marine (Cushman-Roisin et al., 2001).

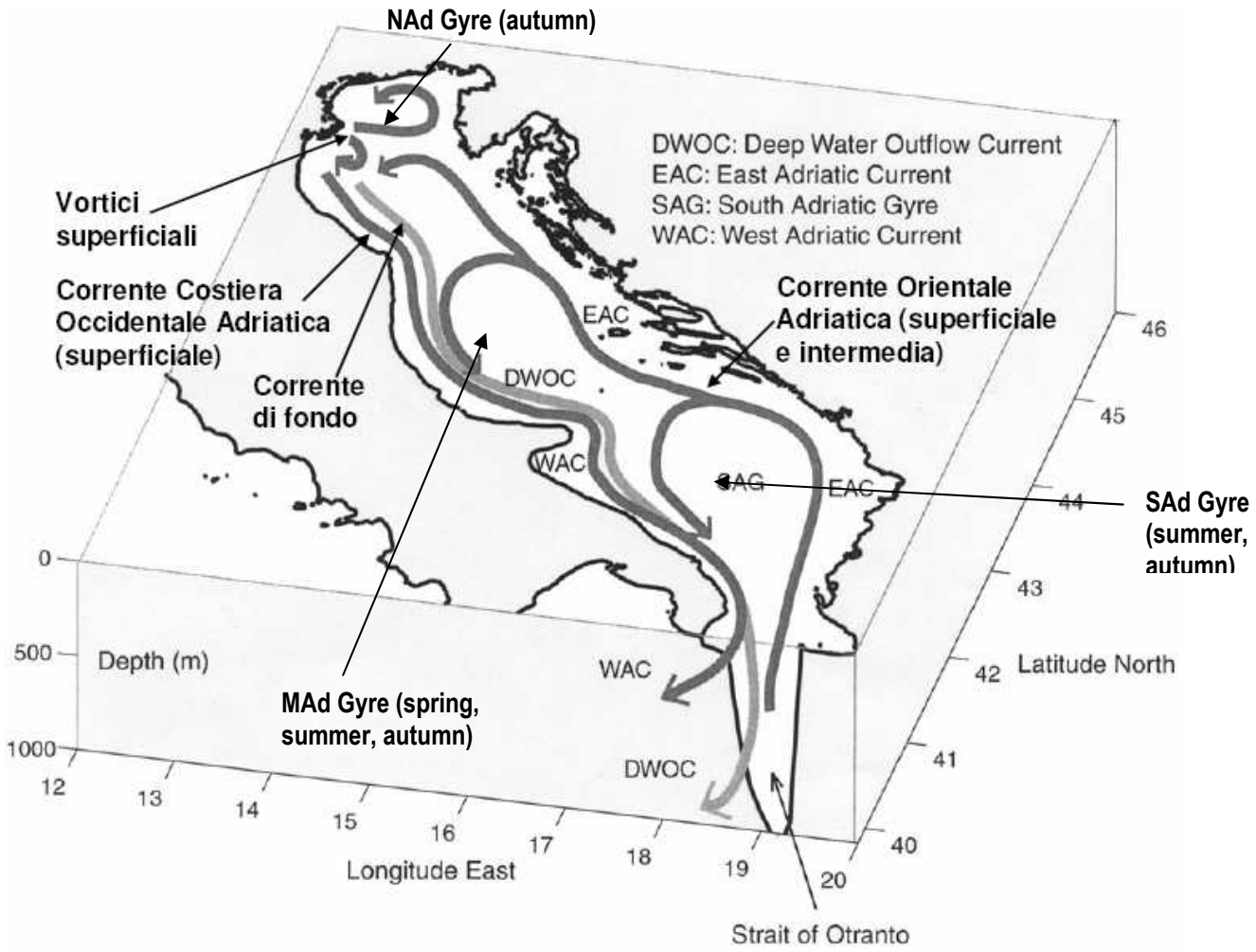


Figura 3.13 – Schema della circolazione termoalina del Mare Adriatico (modificato da Cushman-Roisin et al., 2001).

A partire dalla stagione primaverile, in seguito all'aumento della radiazione solare, lo strato superficiale della colonna d'acqua si riscalda rapidamente e si origina un termoclino stagionale, favorito anche dall'indebolirsi del regime dei venti che concorre a ridurre la circolazione a scala di bacino. A livello superficiale si stabiliscono i tre rami della corrente costiera occidentale corrispondenti all'alto, medio e basso Adriatico, mentre, sul lato orientale, si origina una corrente costiera sia in superficie che a livello del termoclino (Artegiani et al., 1997b). In simili condizioni, le acque immesse dai fiumi, essendo a bassa densità per la ridotta salinità, tendono a non mescolarsi e a restare in superficie aumentando ulteriormente il gradiente verticale di densità (originando il cosiddetto picnoclino, che separa le calde e poco saline acque superficiali dalle fredde e più saline acque di fondo). Così, con una Corrente Costiera Adriatica Occidentale debole, le acque di origine fluviale possono stazionare a lungo nel bacino, allargandosi in senso trasversale, piuttosto che fluire verso sud lungo l'asse principale del bacino. Tale situazione è favorita dai venti di scirocco, frequenti nel periodo estivo. La combinazione della spinta del vento che agisce sulla superficie marina con la forza di Coriolis e la forza di attrito che agiscono all'interno della massa d'acqua fa sì che lo scirocco allontani verso il largo le acque superficiali presenti lungo la costa occidentale adriatica, generando così dei limitati eventi di upwelling con richiamo delle acque di fondo verso la costa stessa (Cushman-Roisin et al., 2001).
Nel periodo estivo si stabiliscono le due maggiori strutture cicloniche del medio Adriatico e dell'Adriatico meridionale, e si indeboliscono le correnti costiere corrispondenti.
In autunno, si stabilizzano le tre strutture cicloniche nel nord, medio e basso Adriatico e si uniscono i rami della corrente costiera occidentale, mentre nel versante orientale si intensifica la corrente costiera lungo la costa slava (Artegiani et al., 1997b).

Per quanto riguarda il moto ondoso, le onde sono prevalentemente influenzate dalla spinta indotta dal vento sulla superficie marina e provengono da settori direzionali abbastanza focalizzati. Nel regime medio annuo si osserva una prevalenza del moto ondoso da 60°N, associato alla bora (NE), presente nel 15% dei casi, ma anche la frequenza degli eventi da 150°N, dovuti allo scirocco (SE) è notevole (11%).
Per quanto concerne l'intensità del moto ondoso si può osservare che gli eventi più intensi sono sempre associati alla direzione NE e SE, in accordo con i venti dominanti di Bora e Scirocco. L'intensità del moto ondoso da NE tende a diminuire procedendo da Nord verso l'Adriatico Centrale, mentre l'intensità del moto ondoso da SE è confrontabile in tutto il bacino.

Le correnti di marea in Adriatico non sono conseguenza diretta del solo effetto gravitazionale, ma subiscono l'influsso delle sesse, che costituiscono un caso di moto stazionario di acqua in un bacino chiuso o semichiuso consistente in oscillazioni libere provocate da un fattore esterno. Le oscillazioni del bacino avvengono attraverso una linea nodale posta circa all'altezza di Otranto e raggiungono il loro massimo valore in alto Adriatico, in seguito a fenomeni di riflessione e rifrazione (Newton e Stefanon, 1976).

Le oscillazioni della marea astronomica nel mare Adriatico non sono autonome ma risultano indotte: esse vengono prevalentemente innescate dalle oscillazioni di marea ioniche (Regione Marche e Università degli Studi di Ancona, 2005).

Le onde di marea ruotano in senso orario attorno ad un punto anfidromico in cui la marea è costantemente nulla, posto a circa 20 miglia marine a NE di Ancona, con linee cotidali che ruotano intorno ad esso in senso antiorario (Figura 3.14). Durante la marea crescente si originano perciò correnti dirette verso N-W e, a marea calante, verso S-E, la cui intensità cresce allontanandosi dal punto anfidromico.

Le oscillazioni hanno due periodicità tipiche di 12.5h e 24h e si propagano lungo il bacino modificandosi in ampiezza e creando conseguentemente campi di velocità differenti (AGIP, 1992).

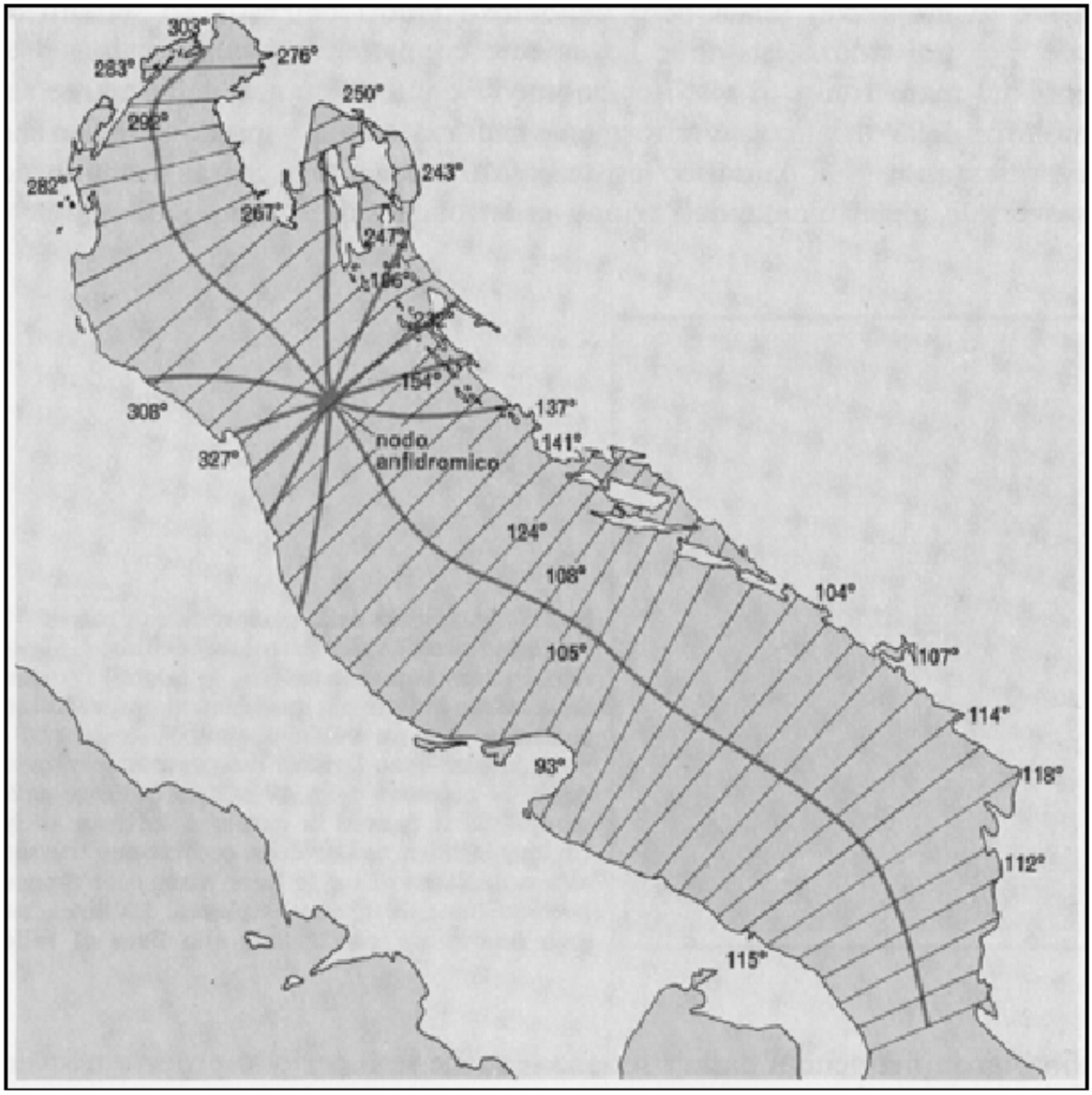


Figura 3.14 – Linee cotidali e nodo anfidromico dell'onda della marea semidiurna nell'Adriatico (Regione Marche e Università degli Studi di Ancona, 2005)

La descrizione delle caratteristiche meteo-oceanografiche nell'area di interesse è di seguito fornita mediante i dati ottenuti dalla Rete Mareografica Nazionale. A tale scopo si è ritenuto opportuno

considerare la stazione di Ortona. Nella Tabella 3.4 sono riportati i riferimenti geografici di tale stazione.

Tabella 3.4 – Riferimenti geografici stazione di Ortona

STAZIONE	COORDINATE	
	Latitudine Nord	Longitudine Est
ORTONA	42°21'21.49"	14°24'53.56"

La Figura 3.15 illustra la situazione relativa ai venti nella stazione di Ortona. La direzione del vento è misurata in °N ed è relativa al periodo 1/1/2000- 31/12/2007. Si nota una netta predominanza di venti con direzione 240-255 °N con velocità anche s ostenute. Nell'11% del totale sono state registrate calme totali.

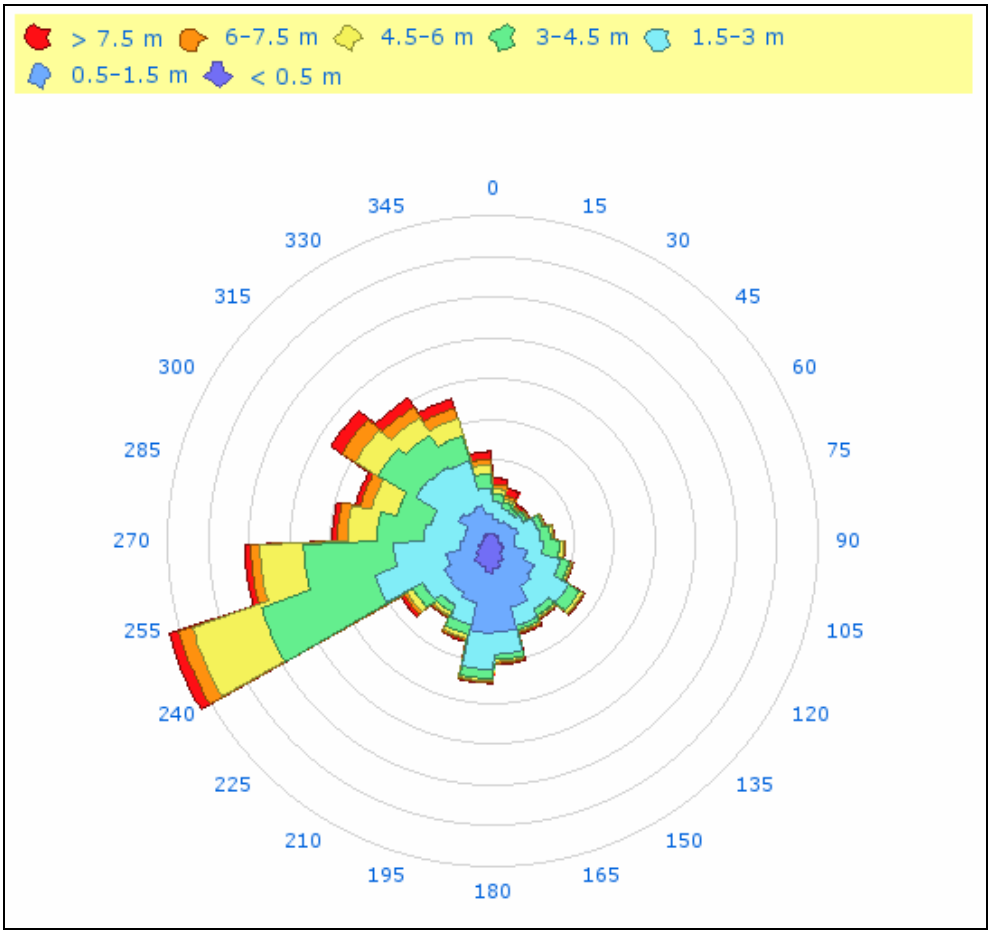


Figura 3.15 – Rosa dei Venti-Ortona 2000-2007

Come già riportato nel paragrafo 3.4.1 la direzione prevalente dei venti misurata all'interno del porto di Ortona è in accordo con anemometria generale dell'Adriatico centrale (venti prevalenti da NO, NE e SO). Tuttavia, a causa della conformazione del bacino, sono il vento di NNE (Bora) e il vento di SE (Scirocco) i forzanti atmosferici principali che influenzano maggiormente la meteo-oceanografia della costa italiana e in particolare dell'area in esame.

I dati relativi alla Temperatura dell'acqua sono ottenuti sempre dalla Rete Mareografica Nazionale relativi alla stazione di Ortona. Il grafico riportato in Figura 3.19 illustra l'andamento della temperatura dell'acqua superficiale negli anni 2005-2006. Più in generale, l'andamento, a partire dal 2001 ad oggi, non presenta significative modifiche. Nel complesso, la variazione annuale della temperatura dell'acqua è oscillata tra un minimo di 5°C e un massimo di 27-28 °C circa, con punte di 29 °C registrata nel 2006 e di 29,5 °C nel 2008.
Poiché tali dati si riferiscono ad una stazione ubicata sulla terraferma, mentre la piattaforma in esame è localizzata a circa 20 Km al largo, si ritiene opportuno riportare anche i dati relativi ad uno studio anemologico effettuato da Edison nel triennio Agosto 1989-Luglio 1992.
Le tabelle seguenti riportano la velocità e la direzione dei venti nei tre anni considerati, mentre la Figura 3.16 e la Figura 3.18 illustrano graficamente tali dati. Dai grafici si evince che predominano i venti del quarto quadrante, in particolare quelli con direzione NW (315°). Nella maggior parte dei casi la velocità di tali fenomeni rientra nell'intervallo 8-12 nodi, mentre la velocità media calcolata è di 8 m/s. In linea generale i periodi di calma più prolungati si registrano in estate ed in inverno.

Tabella 3.5 – Rilievi anemometrici agosto 1989- luglio1990

DIREZIONE E VELOCITA' VENTO AGOSTO 1989 / LUGLIO 1990																						
Data	AGOSTO		SETTEMBRE		OTTOBRE		NOVEMBRE		DICEMBRE		GENNAIO		FEBBRAIO		MARZO		APRILE		MAGGIO		GIUGNO		LUGLIO	
	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.
1	NE	20	ESE	10	NW	8	NE	5	N	24	NW	10	CALMO		W	35	NW	10	NE	5	CALMO		CALMO	
2	E	16	SE	23	W	8	SE	15	N	8	NW	10	CALMO		N	15	CALMO		CALMO		CALMO		CALMO	
3	SE	6	NNW	20	NW	8	CALMO		W	13	NW	15	CALMO		E	15	CALMO		CALMO		S	10	CALMO	
4	SE	10	NNW	20	NE	15	W	12	CALMO		NW	15	NE	10	NE	10	CALMO		W	6	SSE	5	CALMO	
5	CALMO		W	10	NE	16	CALMO		CALMO		NW	15	CALMO		NE	12	CALMO		CALMO		SSE	10	CALMO	
6	SE	10	W	8	NW	10	SE	10	W	10	W	8	NE	5	CALMO		SE	6	CALMO		SSE	12	CALMO	
7	CALMO		W	5	N	8	NNE	25	CALMO		W	10	SSW	7	CALMO		SW	20	CALMO		CALMO		E	10
8	SE	10	W	8	N	20	SW	10	N	10	CALMO		CALMO		CALMO		W	10	CALMO		S	8	E	10
9	NE	4	NNE	25	E	22	CALMO		NNW	12	NW	8	NE	20	CALMO		SE	8	CALMO		CALMO		CALMO	
10	NNW	8	N	11	NNE	17	N	10	NE	8	WNW	10	NW	15	CALMO		NW	30	CALMO		CALMO		SE	8
11	NNE	26	ESE	9	W	10	N	10	W	8	CALMO		SE	8	CALMO		NW	10	CALMO		N	14	W	18
12	NNE	8	CALMO		CALMO		N	12	SW	6	CALMO		SW	15	CALMO		CALMO		CALMO		np		NE	10
13	CALMO		CALMO		CALMO		ESE	10	CALMO		CALMO		SE	15	CALMO		N	10	SSE	4	np		NW	15
14	CALMO		CALMO		CALMO		W	14	SSE	8	NW	10	NW	20	CALMO		S	10	CALMO		CALMO		CALMO	
15	CALMO		CALMO		N	15	CALMO		CALMO		NW	12	SW	22	CALMO		CALMO		CALMO		CALMO		CALMO	
16	NNE	10	CALMO		W	12	SE	12	CALMO		W	8	W	8	W	10	NE	25	CALMO		CALMO		CALMO	
17	CALMO		CALMO		NE	10	SE	10	SE	5	CALMO		N	10	NE	10	NE	15	CALMO		CALMO		CALMO	
18	NE	16	CALMO		E	8	SE	5	SSE	6	NW	10	CALMO		N	10	SE	10	CALMO		CALMO		N	10
19	CALMO		CALMO		W	7	W	10	SSW	30	W	7	CALMO		N	15	ESE	15	CALMO		SE	10	NE	10
20	NE	15	NE	18	CALMO		NNW	10	S	11	E	11	CALMO		W	10	SE	8	CALMO		CALMO		N	10
21	NW	15	NE	14	N	10	CALMO		CALMO		CALMO		CALMO		SE	15	SE	5	CALMO		SW	10	N	18
22	NE	15	NE	13	CALMO		CALMO		CALMO		CALMO		NE	15	CALMO		CALMO		CALMO		CALMO		CALMO	
23	NNE	17	W	7	CALMO		E	37	N	16	CALMO		NE	12	CALMO		SE	20	CALMO		CALMO		SE	10
24	NE	15	CALMO		CALMO		SSE	10	CALMO		CALMO		CALMO		CALMO		S	10	CALMO		CALMO		CALMO	
25	W	10	W	7	N	12	NNW	16	W	6	CALMO		CALMO		SE	5	CALMO		NE	10	CALMO		N	20
26	CALMO		NE	10	CALMO		N	25	NW	12	CALMO		S	12	N	25	W	7	NE	8	CALMO		CALMO	
27	SE	15	CALMO		CALMO		W	8	W	15	SE	8	SW	30	NE	12	np		CALMO		S	11	N	10
28	NW	25	NW	18	CALMO		NNE	7	NW	15	CALMO		W	12	W	12	CALMO		CALMO		CALMO		CALMO	
29	W	18	NE	20	CALMO		E	10	NW	25	NE	12			NW	10	SE	15	CALMO		CALMO		CALMO	
30	SE	8	NE	10	NNE	8	W	10	NW	12	CALMO				W	10	NW	8	NE	10	CALMO		CALMO	
31	CALMO				W	8			W	12	CALMO				W	10			NNE	14			CALMO	

Tabella 3.6 – Rilievi anemometrici agosto 1990- luglio1991

DIREZIONE E VELOCITA' VENTO AGOSTO 1990 / LUGLIO 1991																						
Data	AGOSTO		SETTEMBRE		OTTOBRE		NOVEMBRE		DICEMBRE		GENNAIO		FEBBRAIO		MARZO		APRILE		MAGGIO		GIUGNO		LUGLIO	
	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.
1	N	14	CALMO		CALMO		CALMO		NE	18	CALMO		E	15	CALMO		E	15	CALMO		CALMO		E	10
2	CALMO		CALMO		CALMO		CALMO		NE	18	CALMO		NE	10	NE	10	CALMO		CALMO		CALMO		NE	10
3	CALMO		NNW	10	CALMO		SE	10	W	18	CALMO		NE	10	CALMO		np		E	18	CALMO		CALMO	
4	W	15	CALMO		CALMO		np		NW	6	CALMO		np		CALMO		np		SE	10	SE	8	CALMO	
5	CALMO		S	7	CALMO		NW	10	W	20	CALMO		E	20	CALMO		SW	10	CALMO		CALMO		NE	10
6	S	8	S	5	NW	12	W	15	NE	15	CALMO		SE	10	CALMO		E	8	CALMO		CALMO		CALMO	
7	NE	8	SE	18	CALMO		WNW	15	NE	20	CALMO		W	14	CALMO		W	10	W	20	CALMO		CALMO	
8	CALMO		NNW	16	CALMO		N	12	N	8	CALMO		np		SE	20	W	10	W	10	NW	20	CALMO	
9	NW	15	NW	6	NE	5	W	10	S	28	CALMO		CALMO		SE	20	np		W	10	np		CALMO	
10	CALMO		CALMO		CALMO		NE	6	SW	25	CALMO		CALMO		NE	9	np		CALMO		CALMO		CALMO	
11	CALMO		W	12	CALMO		W	12	SE	20	CALMO		W	12	NE	10	E	10	CALMO		W	15	CALMO	
12	CALMO		NNW	12	CALMO		CALMO		W	15	CALMO		NW	12	CALMO		np		CALMO		NE	10	np	
13	CALMO		NW	10	CALMO		np		SE	40	CALMO		W	20	CALMO		W	11	CALMO		S	10	np	
14	CALMO		CALMO		np		CALMO		NE	25	SE	22	N	15	CALMO		CALMO		CALMO		CALMO		SW	10
15	CALMO		CALMO		CALMO		NW	13	SW	10	NE	13	W	18	np		W	7	N	15	CALMO		NE	30
16	CALMO		E	10	CALMO		NE	20	NE	10	SE	8	CALMO		CALMO		CALMO		N	25	CALMO		np	
17	CALMO		CALMO		CALMO		CALMO		W	15	np		CALMO		NE	10	CALMO		NNW	30	NE	7	CALMO	
18	CALMO		CALMO		CALMO		CALMO		SW	10	NW	16	CALMO		np		np	20	W	10	np		NE	10
19	CALMO		CALMO		CALMO		CALMO		N	18	NW	15	CALMO		np		NW	25	N	10	CALMO		SSE	15
20	CALMO		CALMO		NW	8	CALMO		CALMO		NW	8	CALMO		np		np		CALMO		CALMO		CALMO	
21	CALMO		CALMO		np		CALMO		CALMO		W	8	NW	20	np		NW	8	CALMO		CALMO		CALMO	
22	E	2	NE	10	CALMO		CALMO		CALMO		NW	10	CALMO		CALMO		CALMO		CALMO		CALMO		E	12
23	NE	15	CALMO		NW	10	CALMO		CALMO		W	10	SW	10	CALMO		SW	8	CALMO		N	10	NE	5
24	CALMO		NW	21	N	8	np		WNW	10	SW	10	NW	10	SE	20	N	20	ENE	20	CALMO		CALMO	
25	W	5	np		CALMO		SE	10	SE	2	W	13	W	12	np		N	12	np		CALMO		np	
26	np		np		E	10	SE	10	CALMO		NE	8	CALMO		CALMO		SE	10	np		CALMO		N	25
27	np		CALMO		N	20	N	20	CALMO		W	10	CALMO		CALMO		NW	14	N	20	CALMO		NW	18
28	CALMO		E	10	NE	20	NW	13	NW	12	NE	20	CALMO		NE	16	CALMO		W	10	N	17	N	25
29	CALMO		W	15	CALMO		NW	10	CALMO		NW	20			W	10	np		CALMO		N	15	N	15
30	CALMO		CALMO		W	35	NW	22	np		SW	12			np		CALMO		CALMO		W	10	CALMO	
31	CALMO				CALMO				CALMO		CALMO				np				CALMO				E	8

Tabella 3.7 – Rilievi anemometrici agosto 1991- luglio1992

DIREZIONE E VELOCITA' VENTO AGOSTO 1991 / LUGLIO 1992																						
Data	AGOSTO		SETTEMBRE		OTTOBRE		NOVEMBRE		DICEMBRE		GENNAIO		FEBBRAIO		MARZO		APRILE		MAGGIO		GIUGNO		LUGLIO	
	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.	Dir.	Vel.
1	CALMO		W	12	N	10	N	10	NNE	10	np		NW	20	np		SE	15	CALMO		CALMO		CALMO	
2	NW	14	W	12	NW	16	CALMO		NW	10	np		W	10	np		W	15	np		SE	8	CALMO	
3	NW	11	N	10	SE	15	SE	10	N	8	np		CALMO		np		CALMO		N	10	NW	10	CALMO	
4	CALMO		N	10	N	15	SSW	34	W	10	CALMO		CALMO		CALMO		W	10	NW	10	CALMO		CALMO	
5	CALMO		CALMO		W	12	NW	10	np		CALMO		NW	10	CALMO		E	25	CALMO		CALMO		CALMO	
6	CALMO		CALMO		CALMO		NW	12	NNE	20	CALMO		NW	8	CALMO		CALMO		N	18	CALMO		CALMO	
7	NW	10	CALMO		SE	12	NE	15	N	35	CALMO		W	8	CALMO		np		N	5	CALMO		CALMO	
8	CALMO		E	12	SE	14	NE	10	NE	15	CALMO		np		NNW	12	CALMO		CALMO		NW	15	CALMO	
9	CALMO		W	12	CALMO		CALMO		E	20	CALMO		CALMO		CALMO		ENE	25	CALMO		CALMO		CALMO	
10	np		np		CALMO		NE	24	NW	16	W	5	CALMO		CALMO		ENE	30	CALMO		CALMO		CALMO	
11	np		CALMO		CALMO		NW	12	N	26	NW	8	W	8	CALMO		NE	15	SE	10	SE	12	CALMO	
12	W	15	SE	16	SSE	10	S	0,8	NW	12	CALMO		CALMO		CALMO		N	15	SE	13	CALMO		CALMO	
13	CALMO		E	8	N	20	CALMO		NW	8	NW	10	CALMO		CALMO		NW	10	N	10	NW	15	NW	25
14	CALMO		NW	11	CALMO		SW	25	W	7	W	20	N	15	SW	10	CALMO		CALMO		CALMO		CALMO	
15	CALMO		W	8	CALMO		CALMO		CALMO		np		N	12	CALMO		SE	10	CALMO		NW	8	CALMO	
16	N	14	W	17	np		NE	10	W	7	CALMO		CALMO		N	20	SW	12	N	12	CALMO		CALMO	
17	np		W	13	CALMO		W	8	N	8	CALMO		np		NE	8	N	15	CALMO		NW	15	NE	15
18	W	10	CALMO		W	10	SW	5	SE	8	NW	10	NW	25	N	15	NE	30	SW	7	NE	5	CALMO	
19	E	10	E	10	SE	10	SE	15	WNW	10	CALMO		W	10	N	15	N	25	NE	18	CALMO		CALMO	
20	NNE	14	SE	10	NW	18	E	10	W	5	CALMO		W	10	CALMO		np		NE	12	CALMO		CALMO	
21	NNW	14	CALMO		N	13	NW	12	W	10	NE	30	W	5	CALMO		SE	15	SE	10	N	15	np	
22	CALMO		CALMO		np		W	10	CALMO		NNW	25	NE	10	E	10	CALMO		CALMO		CALMO		np	
23	CALMO		S	8	N	11	W	10	CALMO		W	10	NW	6	CALMO		SE	8	CALMO		SSE	30	np	
24	CALMO		S	10	CALMO		E	30	np		N	10	N	8	SE	15	CALMO		CALMO		N	10	CALMO	
25	CALMO		W	10	N	7	np		np		W	8	CALMO		SE	18	CALMO		N	7	CALMO		CALMO	
26	CALMO		SE	12	SE	12	np		N	15	CALMO		CALMO		np		CALMO		CALMO		N	10	CALMO	
27	NE	8	NNW	12	SE	12	NW	10	N	10	NW	8	CALMO		CALMO		CALMO		CALMO		np		CALMO	
28	E	11	SE	11	S	15	NE	8	NE	30	N	20	CALMO		NE	12	CALMO		CALMO		np		CALMO	
29	E	8	E	10	W	5	N	10	W	10	N	25	N	8	np		SE	15	CALMO		N	15	CALMO	
30	W	15	W	10	N	15	N	15	N	8	NW	10			CALMO		np		CALMO		N	5	CALMO	
31	N	10			SW	10			NE	16	NW	18			SE	15			CALMO				CALMO	

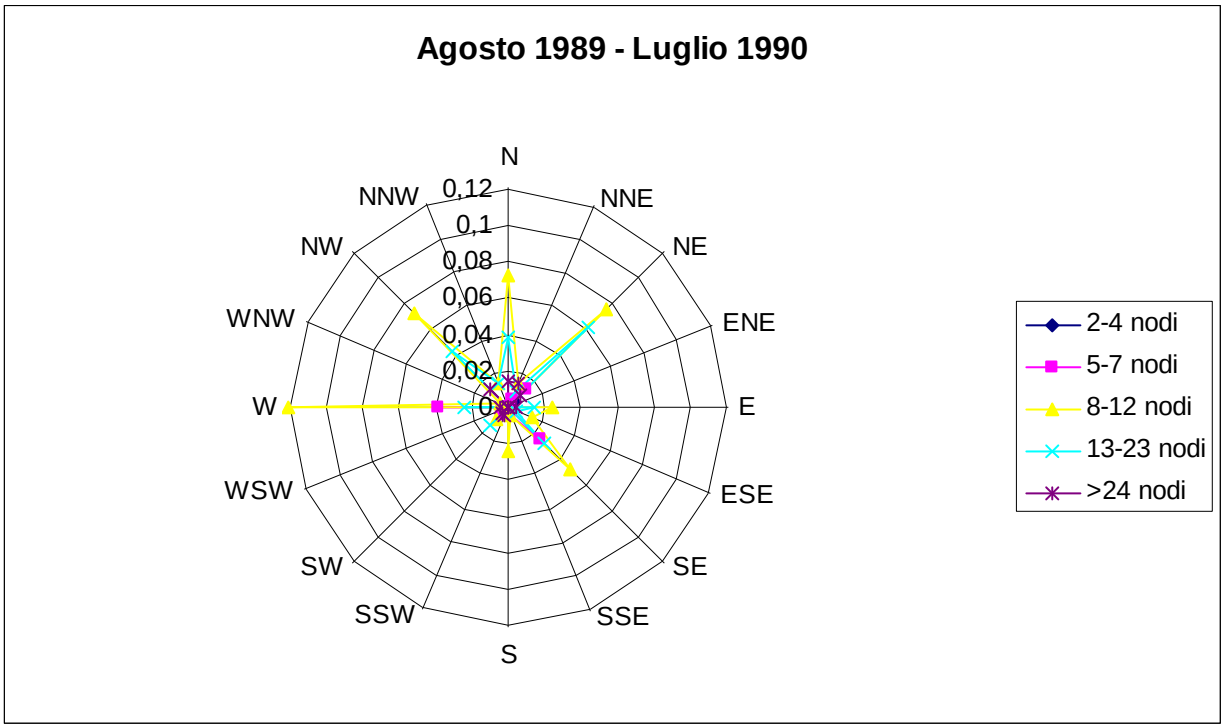


Figura 3.16 – Frequenze venti Agosto 1989-Luglio1990

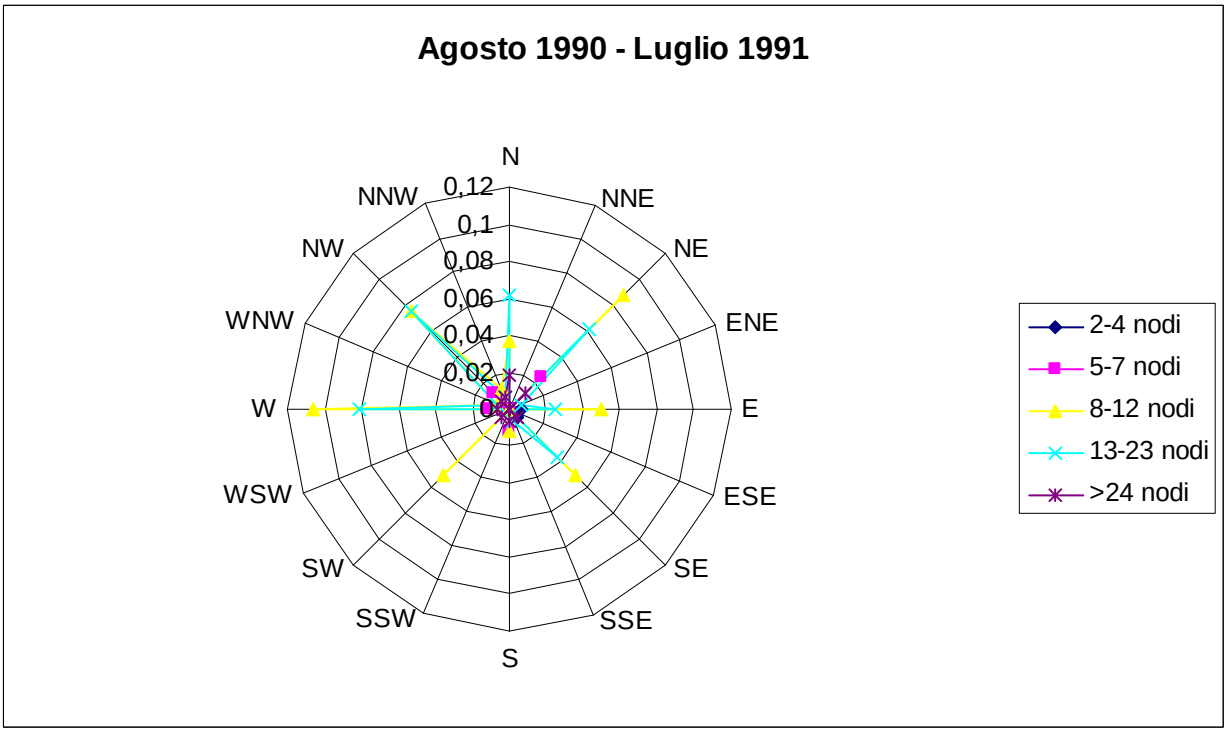


Figura 3.17 – Frequenze venti Agosto 1990-Luglio1991

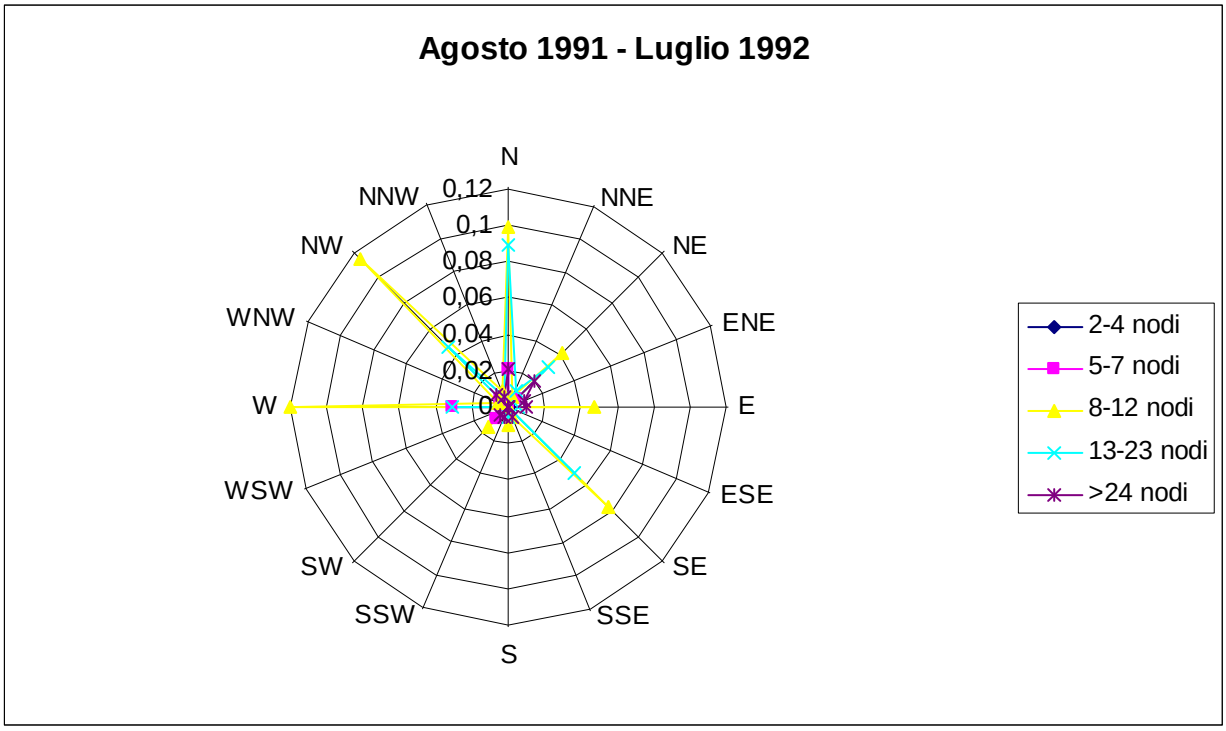


Figura 3.18 – Frequenze venti Agosto 1991-Luglio1992

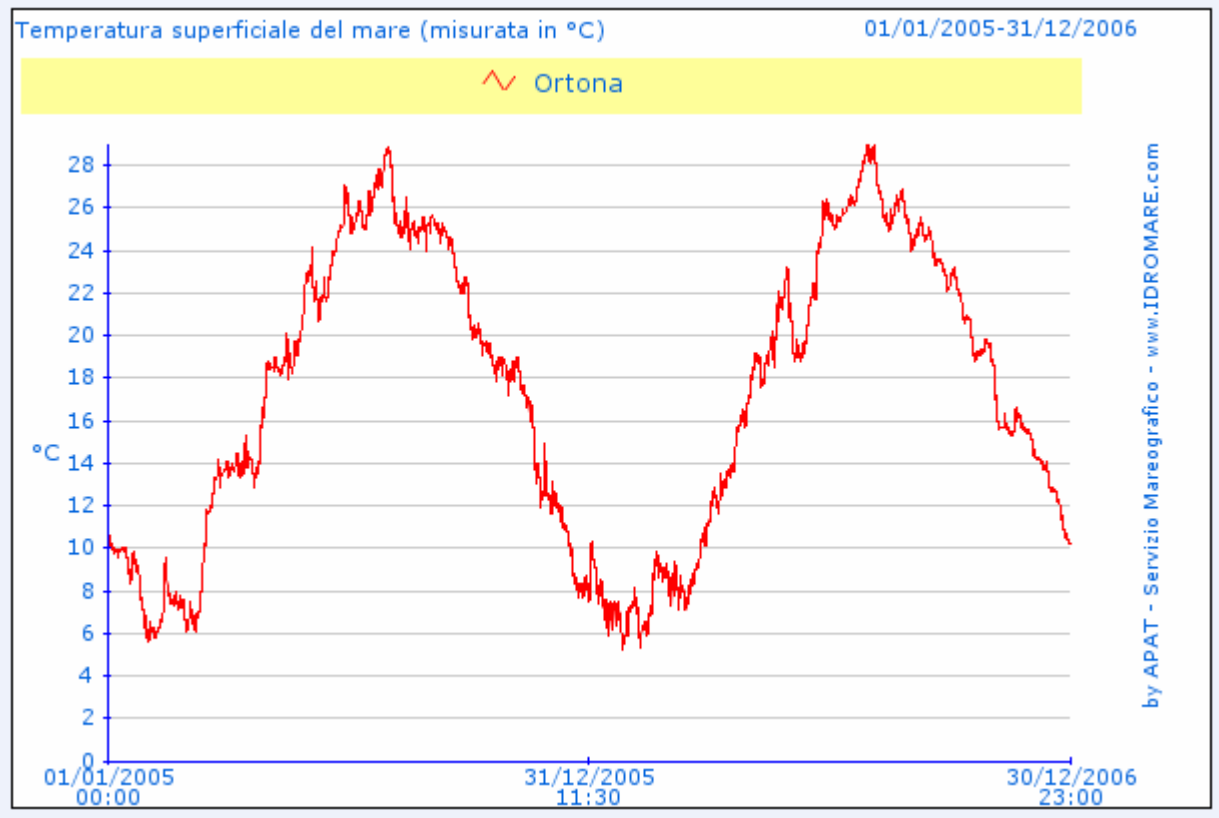


Figura 3.19 – Temperatura dell'Acqua – Ortona 2005-2006

3.5 Ambiente idrico marino

3.5.1 Caratteristiche Fisiche, Chimiche e Biologiche delle Acque Marine dell'Adriatico

Differenti masse d'acqua sono presenti nel bacino adriatico, di cui le principali sono: le Acque Superficiali, le Acque Profonde e le Acque Intermedie Levantine (Artegiani *et al*., 1997a).

In particolare, le acque dell'Adriatico settentrionale si dividono in acque superficiali (NAdSW) fino a 20 m di profondità, fortemente influenzate dagli apporti continentali, e in acque profonde (NAdDW) sotto i 20 m. Quest'ultime sono presenti solo in inverno ed hanno le seguenti caratteristiche:

- Temperatura=11,35±1,40°C
- Salinità=38,30±0,28 psu
- Densità>29.2 Kg/m^3

L'Adriatico centrale è caratterizzato da acque superficiali (MAdSW) fino alla profondità di 50 m, acque intermedie (LIW) tra i 50 e 150 m e definite sulla base di un valore medio di salinità maggiore di 38,5 psu, ed acque profonde (MAdDW) sotto i 150 m, nella fossa di Pomo. Quest'ultime hanno le seguenti caratteristiche:

- Temperatura=11,62±0,75°C
- Salinità=38,47±0,5 psu
- Densità>29,2 Kg/m^3

Le acque dell'Adriatico meridionale si dividono in acque superficiali (SAdSW) fino i 50 m di profondità, acque intermedie (LIW) tra i 150 ed i 400 m con temperature superiori a 13.5°C e salinità maggiore di 38.6 psu, ed acque profonde (SAdDW) sotto gli 800 m. Quest'ultime hanno le seguenti caratteristiche:

- Temperatura=13,16±0,30°C
- Salinità=38,61±0,09 psu
- Densità>29,1 Kg/m^3

Nella Figura 3.20 sono riportati i profili verticali stagionali di Temperatura e Salinità nell'Adriatico centrale, che comprende l'area di interesse (Zavatarelli et al., 1997).

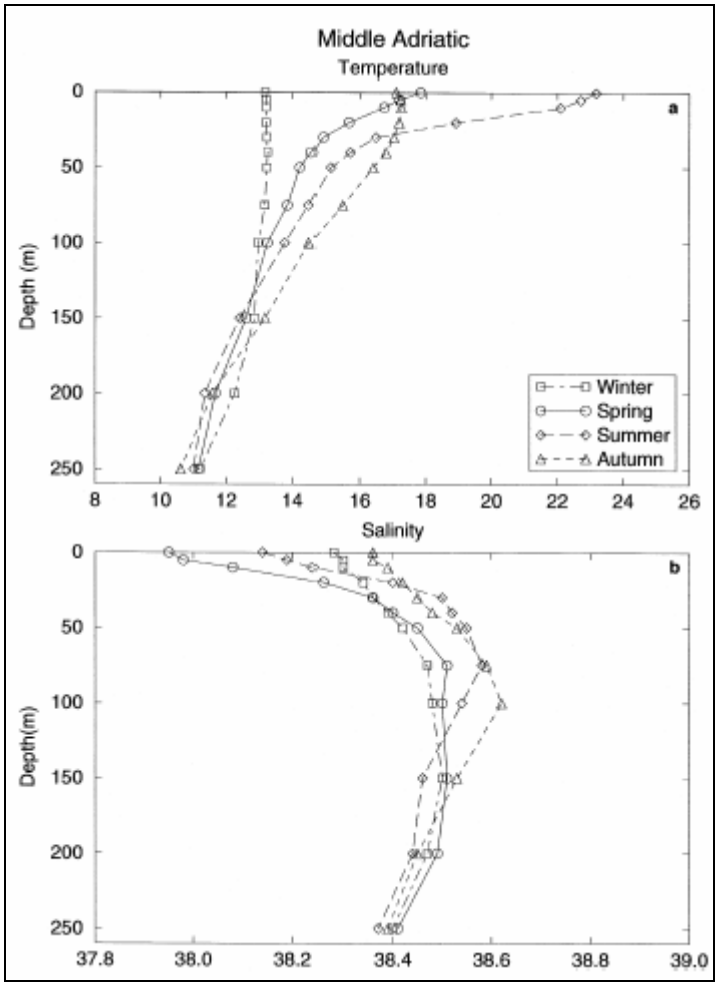


Figura 3.20 – Profili verticali stagionali di a) Temperatura (°C) e b) Salinità (psu) nell'Adriatico cen trale (Zavatarelli et al., 1997)

Dalla Figura 3.20 si vede come nella parte orientale del bacino Medio-Adriatico in primavera ed in estate il termoclino si forma a circa 50 m di profondità. Nello strato tra i 50 e i 150 m le variazioni stagionali di temperatura sono ancora visibili. Lo strato di acque intermedie levantine con salinità maggiore di 38,5 psu sotto i 50 m è presente specialmente in estate ed autunno. Il ricambio delle acque superficiali avviene in primavera ed in estate, come nell'Adriatico settentrionale, favorito dagli apporti fluviali.

Interessate da forti escursioni termiche stagionali (anche di 20°C), le acque dell'Adriatico centrale e, maggiormente, di quello settentrionale, risentono degli apporti d'acqua dolce dei maggiori fiumi italiani, che riducono sensibilmente la salinità e determinano un arricchimento considerevole in sali nutritivi; tali acque a densità minore, tendono a stratificarsi sopra quelle salate. La degradazione della sostanza organica depositata sul fondo avviene in maniera più accentuata nel periodo estivo-

primaverile, con il conseguente consumo di ossigeno ed incremento della concentrazione dei nutrienti in prossimità del fondo (Figura 3.21). Nell'Adriatico centrale il rapporto N:P nelle acque superficiali è minore rispetto al valore standard di Redfield per le acque di mare di 16:1 (Redfield et al., 1963), e perciò è preponderante l'azoto limitazione. La biomassa fitoplanctonica è minore rispetto a quella rilevata nell'Adriatico settentrionale, ma il suo ruolo nel controllo della distribuzione dei nutrienti è più importante per l'influenza ridotta degli apporti fluviali (Zavatarelli et al., 1997). Il tasso di produzione primaria aumenta rispettivamente all'incremento della biomassa fitoplanctonica; una produzione media annuale di 3÷5 $mgCm^{-3}h^{-1}$ è stata stimata nell'Adriatico centrale (Zavatarelli et al., 2000).

In particolare, nel Medio Adriatico si osservano concentrazioni piuttosto omogenee di nitrati (valore medio di circa 1 μg/l) e fosfati (valore medio di circa 0.07 μg/l) fino a circa 100 m; più in profondità la concentrazione aumenta, in modo più marcato alla profondità della Fossa di Pomo (Figura 3.21c, d). I silicati hanno un profilo piuttosto irregolare fino a 100 m (valore medio di circa 4,5 μg/l), con valori più alti in profondità e concentrazioni maggiori in autunno (Figura 3.21e). La Clorofilla-a ha valori bassi e piuttosto omogenei fino a 50 m (0,2 μg/l), con concentrazioni massime in primavera (0,5 μg/l) ed un lieve decremento in autunno (Figura 3.21f). In inverno i valori di ossigeno sono piuttosto omogenei in tutta la colonna d'acqua, dovuto ai continui processi di rimescolamento. In primavera, estate ed autunno i valori di ossigeno aumentano fino a circa 25÷50 m (valore medio di circa 5,5 μg/l), per poi diminuire negli strati più profondi (Figura 3.21a). Durante la stagione estiva, per l'assenza di vento, vengono a mancare i moti convettivi di rimescolamento per cui nelle zone di fondo, dove sono più intensi i processi di mineralizzazione della sostanza organica, possono verificarsi situazioni di carenza di ossigeno.

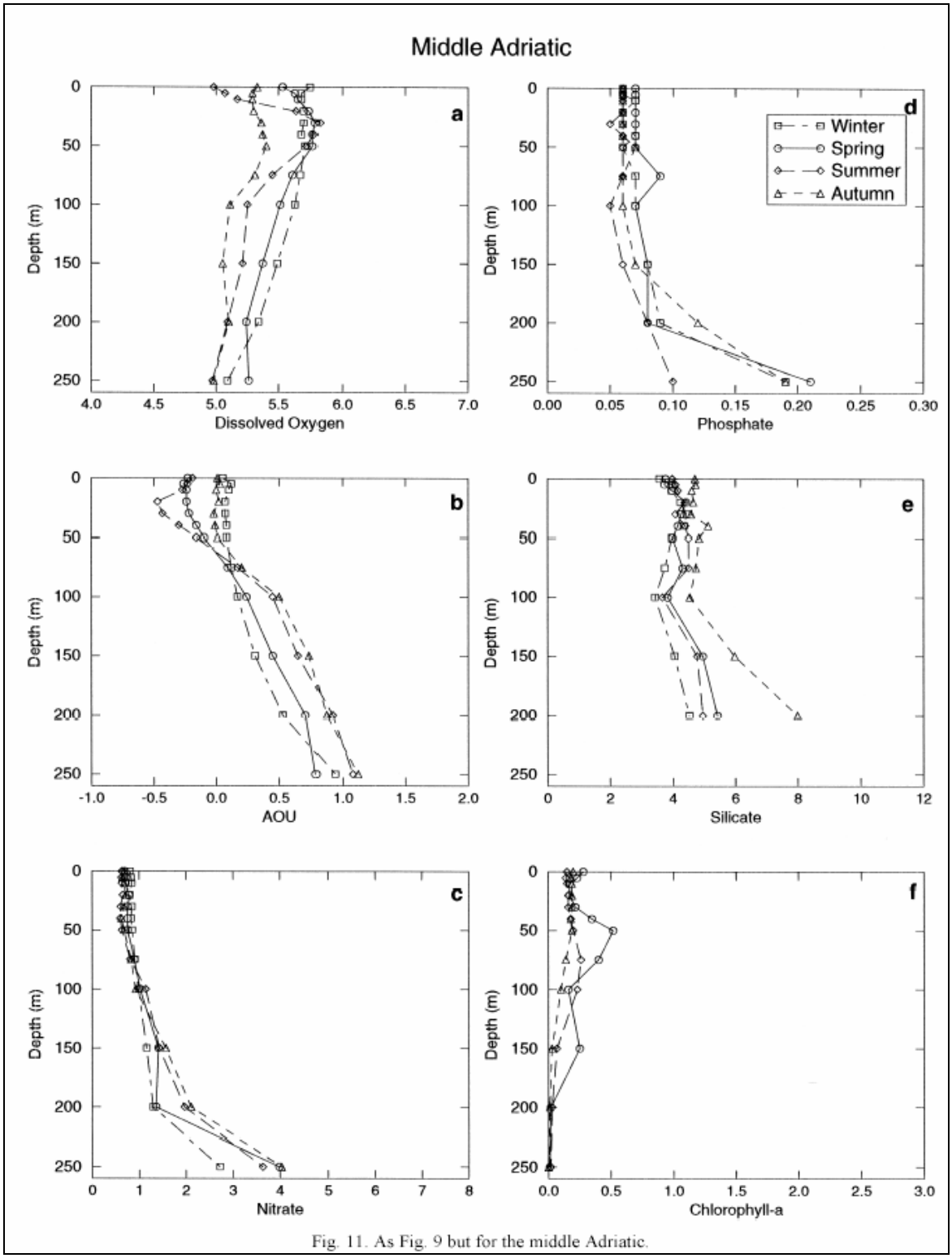


Fig. 11. As Fig. 9 but for the middle Adriatic.

Figura 3.21 – Profili verticali stagionali di a) Ossigeno disciolto (mg/l), b) Saturazione di ossigeno (AOU, ml/l), c) Nitrati (µg/l), d) Fosfati (µg/l), e) Silicati (µg/l) e f) Clorofilla-a (µg/l) nell'Adriatico centrale (Zavatarelli* et al.*, 1997)

Il mar Adriatico è caratterizzato da condizioni trofiche differenti: il bacino settentrionale con acque poco profonde e produttive è eutrofico mentre i bacini centrale e meridionale più profondi sono oligotrofici (Zavatarelli et al., 2000). La produzione primaria del nord Adriatico è influenzata dall'apporto continentale dei nutrienti, principalmente dal fiume Po ma anche da fiumi minori. L'Adriatico centro-meridionale è caratterizzato da un bassa produzione primaria, con inputs continentali ed interazioni bentico-pelagiche di minore importanza rispetto all'Adriatico settentrionale. Le acque del largo hanno una concentrazione veramente bassa di nutrienti, specialmente di ortofosfati (Zore-Armanda et al., 1991).

La suddivisione trofica del mar Adriatico (Figura 3.22) in base alle ricerche condotte negli ultimi 30 anni potrebbe essere così schematizzata (UNEP/FAO/WHO, 1996):

- un'area costiera, geograficamente collocata nell'Adriatico nord-occidentale ed in alcuni siti della costa croata e del Montenegro, che è interessata da ricorrenti blooms microalgali e con livelli trofici che possono essere collocati nella classe eutrofica;
- le acque aperte del bacino nord-occidentale con caratteristiche mesotrofiche-oligotrofiche;
- gran parte del bacino centro-meridionale con livelli trofici assimilabili ad una condizioni oligotrofica.

Tali classi, soprattutto nel sistema costiero, possono mutare il proprio assetto in funzione della quantità/qualità degli apporti di origine antropica e tellurica e della stagionalità.

Per la caratterizzazione dell'area in esame sono stati utilizzati dati bibliografici relativi ad un monitoraggio, partito nel 2005, nell'area antistante il comune di Vasto, condotto dall'Arta Abruzzo (area prospiciente il litorale tra Ortona e Vasto, entro le 3 miglia dalla costa). Va sottolineato che l'area indagata è più vicina al litorale rispetto al sito di ubicazione della piattaforma RSM-B, raggiungendo una batimetria di circa 22 m. Pertanto tali descrizioni non riproducono le condizioni presenti nei dintorni della piattaforma, ma sono riportate al fine di avere un quadro generale dello stato delle acque in prossimità di tale areale.

I parametri relativi alla colonna d'acqua, trasmittanza profondità, temperatura, salinità ossigeno disciolto, densità, ottenuti mediante sonda multiparametrica, non hanno evidenziato alcuna anomalia di rilievo rispetto alla stagionalità e alla posizione geografica all'interno del Mare Adriatico.

Per quel che riguarda la salinità, si osserva un gradiente di valori superiore a 38 p.p.m sia in superficie che al fondo, ciò fa presupporre che non vi siano influenze da parte di acque continentali. Il profilo del pH presenta un andamento costante.

Lo stesso andamento presenta la clorofilla "a" con valori di poco maggiori in superficie rispetto a quelli osservati nella colonna. Sono comunque valori molto bassi, che indicano acque in gran parte oligotrofiche.

Anche il parametro dell'ossigeno disciolto mostra un andamento piuttosto costante con indici di saturazione pressoché uniformi. Sia la clorofilla "a" sia l'OD rappresentano l'espressione diretta di produttività dell'ambiente.

I valori osservati per i nutrienti, in particolare ammoniaca, nitrati, nitriti, fosfati, azoto totale, fanno rientrare queste acque nella categoria di acque del tutto "oligotrofiche"; i valori bassi sono in linea con quelli del medio Adriatico. Infatti, il bacino del Medio Adriatico oscilla tra livelli di oligotrofia strutturale e mesotrofia congiunturale (Min. Pol. Agricole e Forestali). I fenomeni di eutrofia si riscontrano solitamente in alcune zone costiere.

Il dosaggio degli "ortofosfati" presenta valori bassissimi, prossimi al limite di rilevabilità dello strumento.

Le analisi evidenziano una situazione di omogeneità e di scarso pericolo di contaminazione di tipo antropico. Le analisi microbiologiche non hanno mostrato segni di grave contaminazione antropica da scarichi fognari.

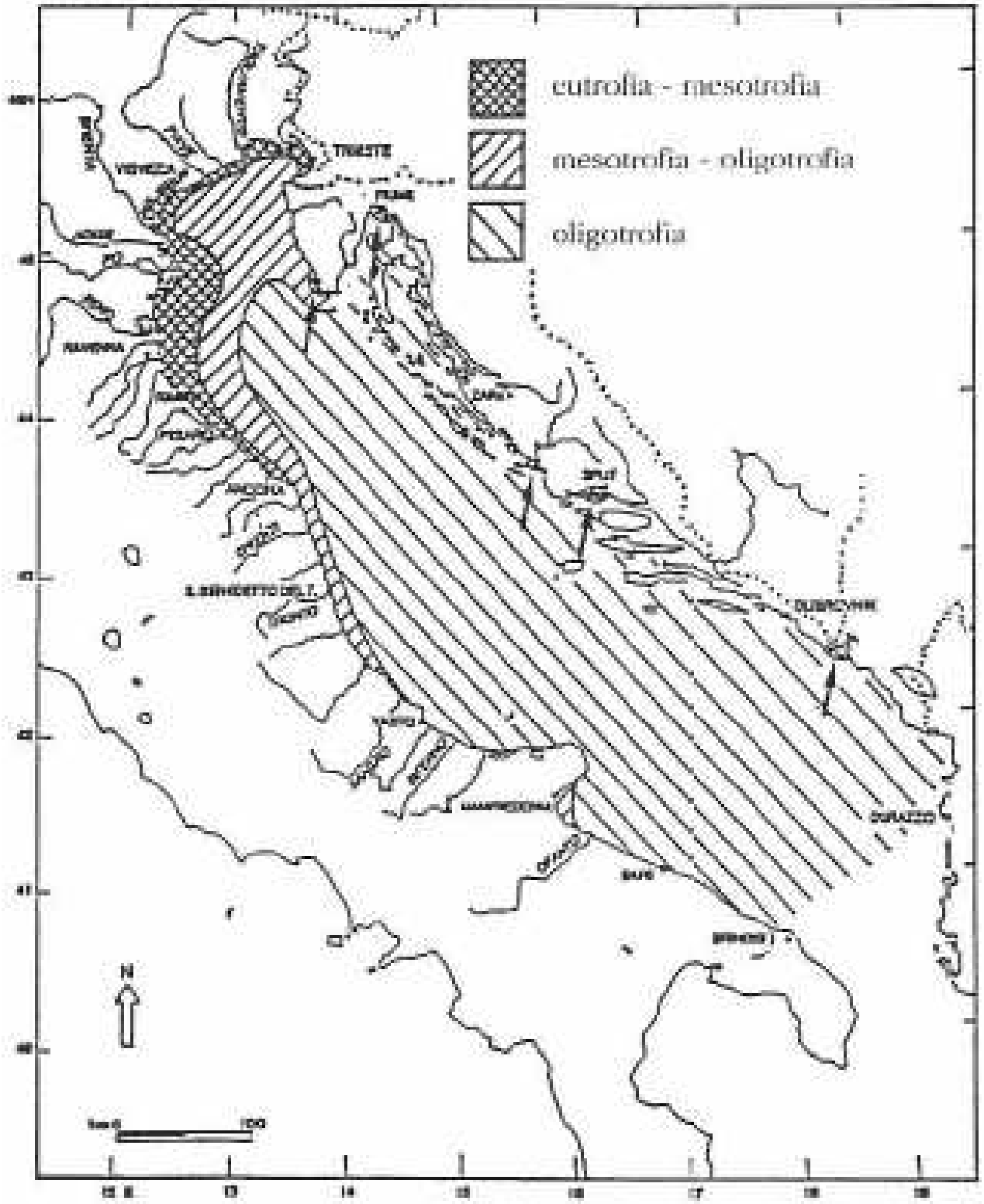


Figura 3.22 – Condizioni trofiche in Adriatico (UNEP/FAO/WHO, 1996).

3.6 Vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi

3.6.1 Plancton

Il plancton comprende tutti gli organismi eucarioti e procarioti, autotrofi ed eterotrofi, che vivono in acque salate, dolci o salmastre, troppo deboli o troppo piccoli per determinare il loro movimento e che si lasciano quindi trasportare dalle correnti. Gli organismi del plancton possono essere considerati da un punto di vista tassonomico, fisiologico, dimensionale, ma la distinzione più immediata è quella tra fitoplancton e zooplancton. Al fitoplancton appartengono le alghe unicellulari microscopiche (diatomee, cianoficee e xanoficee), allo zooplancton appartengono invece diverse specie di crostacei: come i copepodi, di piccole dimensioni (di solito attorno al millimetro) presenti principalmente con i generi *Centropages, Euterpina, Clausocalanos, Oithona* e *Acartia*, gli eufasiacei rappresentati nei nostri mari da *Meganichtyphanes norvegica,* tra i principali componenti del cosiddetto krill, i decapodi, gli ostracodi e gli anfipodi.

Il plancton in Adriatico possiede un comportamento legato alla disponibilità stagionale di nutrienti. In inverno non è molto abbondante, mentre nel tardo inverno e in primavera i nutrienti messi in circolazione dai rimescolamenti delle acque della stagione più fredda e l'aumento delle ore di insolazione provoca l'esplosione del fitoplancton. Questo evento riproduttivo sostiene il sistema marino per tutto il resto dell'anno.

Anche per la caratterizzazione ecologica dell'area in esame sono stati utilizzati dati bibliografici relativi al monitoraggio partito nel 2005 nell'area antistante il comune di Vasto, condotto dall'Arta Abruzzo (area prospiciente il litorale tra Ortona e Vasto, entro le 3 miglia dalla costa). Come già detto, l'area indagata è più vicina al litorale rispetto al sito di ubicazione della piattaforma RSM-B, raggiungendo una batimetria di circa 22 m, e pertanto tali descrizioni non riproducono esattamente gli ecosistemi presenti nei dintorni della piattaforma, ma sono riportate al fine di avere un quadro generale dello stato delle acque in tale areale.

3.6.2 Fitoplancton

L'identificazione della comunità fitoplanctonica è stata effettuata sui campioni prelevati con la bottiglia Niskin a 50 cm dal pelo dell'acqua; la componente fitoplanctonica è stata distinta nelle 3 componenti dominanti: *Bacillariophyceae* (Diatomee), *Dinophyceae* e altro fitoplancton.

Si riportano di seguito i dati relativi alle osservazioni effettuate nelle stazioni di Ortona e di Vasto, espressi in cellule per litro (c/l) (Tabella 3.8 e Figura 3.23).

La popolazione fitoplanctonica è risultata più abbondante nel monitoraggio di Ottobre 2006 nella stazione di Vasto, mentre è risultata drasticamente ridotta nel monitoraggio di settembre 2006

nella stazione di Ortona. Tuttavia, in quest'ultimo rilevamento, è risultata preponderante la frazione di Bacillarioficee e anche la frazione di Dinoficee ha raggiunto valori considerevoli, mentre è nettamente bassa la frazione rimanente. Le frazioni di Bacillarioficee e Dinoficee hanno visto sempre una prevalenza delle prime, ma in tale monitoraggio costituiscono quasi il 50% della popolazione fitoplanctonica totale.

Si tratta, in ogni caso, di un parametro che presenta necessariamente una variazione stagionale per cui si attendono valori minimi in inverno e massimi in primavera – estate; tuttavia, la discrepanza tra i due valori, massimo e minimo, sono stati rilevati ad 1 mese di distanza. Pertanto, la scarsità di fitoplancton nella stazione di Ortona, nel settembre 2006 è imputabile ad un fenomeno di disturbo circoscritto.

Nel complesso, le diatomee sono attese abbondanti soprattutto in autunno e primavera, in accordo con i dati illustrati (Figura 3.23).

Tabella 3.8 – Fitoplancton rilevato nei monitoraggi 2005/2006

STAZIONE	PERIODO	DIATOMEE (C/L)	DINOFICEE (C/L)	ALTRO FITOPLANCTON (C/L)
ORTONA	Maggio 2006	16.016	5.960	405.480
ORTONA	Settembre 2006	20.216	12.488	13.080
VASTO	Marzo 2005	27.612	3.890	234.046
VASTO	Ottobre 2006	12.344	3.648	430.600

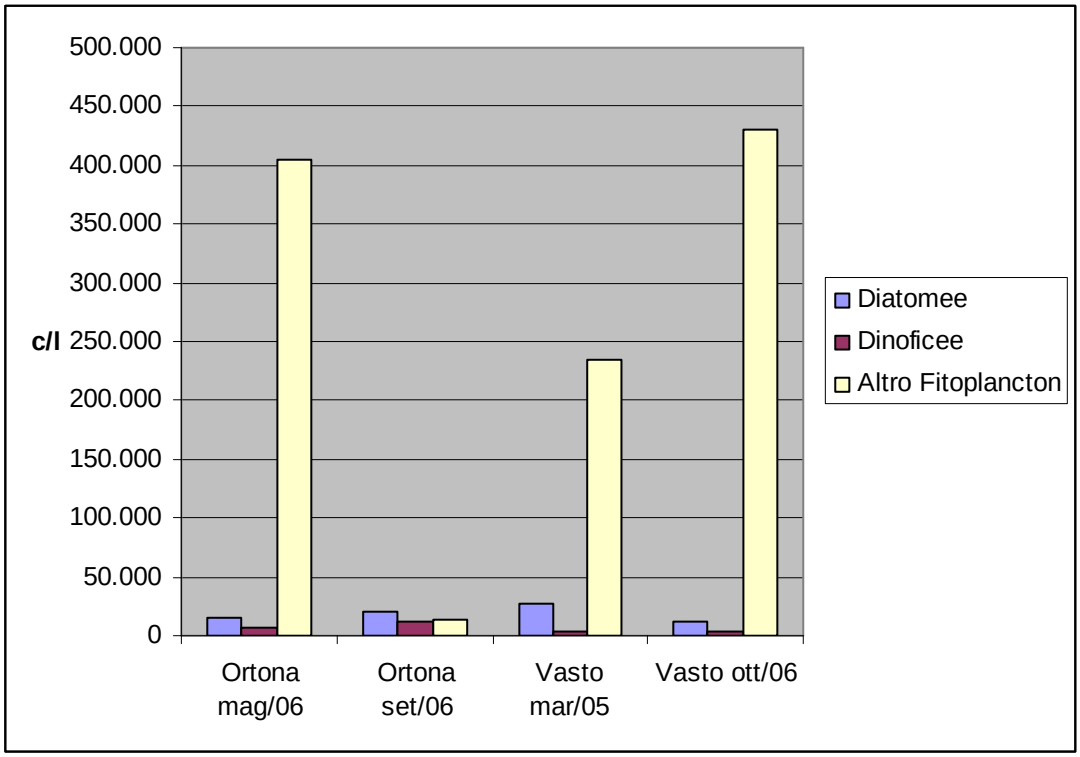


Figura 3.23 – Comunità Fitoplanctonica nelle stazioni di Ortona e Vasto

3.6.3 Zooplancton

Le indagini relative allo zooplancton sono state realizzate mediante una rete standard WP-2, con vuoto di maglia di 200 mm e munita di flussometro, su tutta la colonna d'acqua e con pescata obliqua.

La popolazione zooplanctonica analizzata è stata distinta in 3 componenti: Copepodi, Cladoceri ed altro zooplancton.

Di seguito si riportano gli andamenti dei dati osservati nelle indagini considerate, espressi in numero di individui per m^3 (Tabella 3.9 e Figura 3.24).

Nella stazione di Ortona, seppur con variazione stagionale, si è osservata una netta predominanza dei Copepodi, mentre nella stazione di Vasto sono risultati dominanti i Cladoceri. In entrambe le stazioni, i campionamenti del periodo primaverile hanno riportato una popolazione complessiva più abbondante di quella del periodo autunnale.

I Copepodi appartengono al *phylum* Arthropoda e *subphylum* Crostacea e sono, solitamente, la componente predominante dello zooplancton, raggiungendo il 70% della popolazione totale.

I Cladoceri sono, generalmente, più abbondanti in acque dolci che in quelle marina. Probabilmente la loro predominanza nella stazione di Vasto è imputabile proprio all'apporto fluviale. La loro presenza è indice di acque basse, calde e ricche di nutrimento. Nel complesso, si può dire che le popolazioni zooplanctoniche sono estremamente variabili in funzione delle stagioni, della temperatura, della luce, della salinità; spesso presentano una distribuzione a macchie, pertanto risulta molto difficoltosa la comprensione dei dati ad esso relativi.

Tabella 3.9 – Zooplancton rilevato nei monitoraggi 2005/2006

STAZIONE	PERIODO	CLADOCERI (N/MC)	COPEPODI (N/MC)	ALTRO ZOOPLANCTON (N/MC)
ORTONA	Maggio 2006	40	7.907	346
ORTONA	Settembre 2006	350	4.128	716
VASTO	Marzo 2005	9.904	22	724
VASTO	Ottobre 2006	4.083	743	354

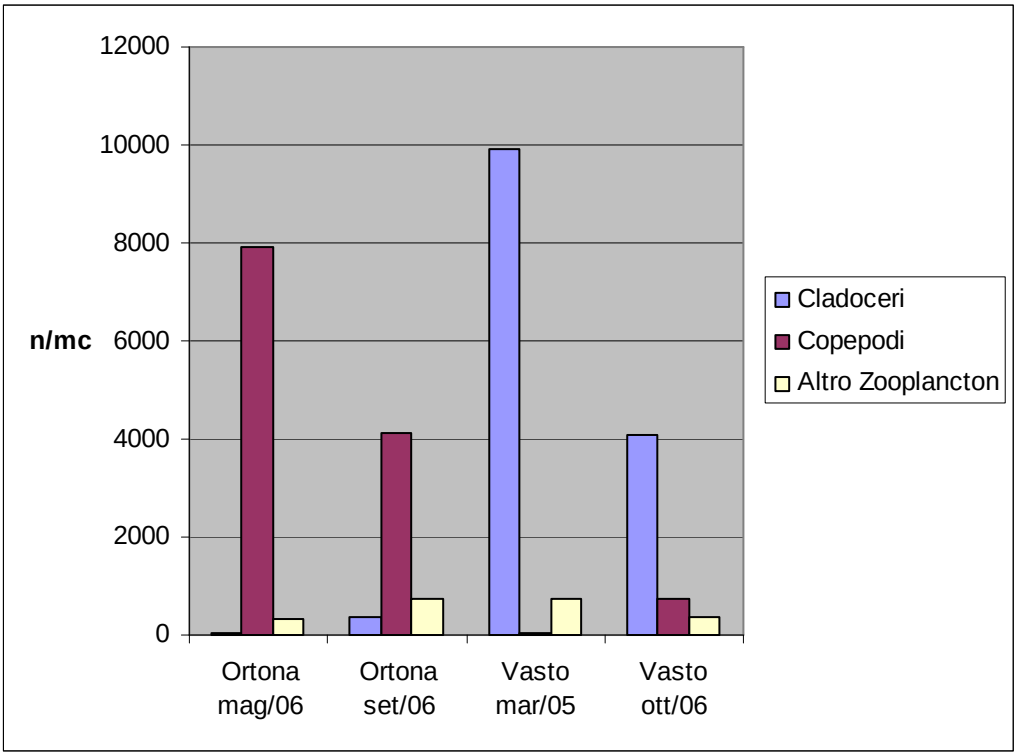


Figura 3.24 – Comunità Zooplanctonica nelle stazioni di Ortona e Vasto

3.6.4 Biocenosi Bentoniche

La distribuzione e la struttura delle comunità bentoniche è fortemente influenzata oltre che da fattori biotici, anche da fattori ambientali, che in mare si dividono in fattori climatici e fattori edafici. Ai primi appartengono l'umidità, la luce, la temperatura e la pressione, mentre i fattori edafici sono l'idrodinamismo, la salinità, il tipo di substrato ed il livello di trofia dell'ecosistema (Della Croce et al. 1997).

Per quanto concerne l'Adriatico centrale, in Allegato n. RSB-B-HSE-DW-80012-B01 è rappresentata la distribuzione delle biocenosi: nella zona costiera si trova la Biocenosi delle Sabbie Fini Ben Calibrate (SFBC). Questa biocenosi corrisponde alla zoocenosi a *Chione gallina* di Vatova (1949) ed ha un popolamento caratterizzato dalla predominanza di molluschi pelecipodi quali *Glycimeris insubricus, Cardium tuberculatum, Donax venustus, Tellina pulchella* e *Pharus legumen*. Spostandosi nella fascia compresa tra le isobate dei 20 m (più raramente 14-18 m) fino a quella dei 100-130 m, su fondali melmosi si osserva quella che Vatova (1949) ha indicato con il termine di "Biocenosi a Turritella" e che Gamulin-Brida (1967) definisce con il termine di "Biocenosi dei fanghi costieri terrigeni" caratterizzata da specie limicole quali *Turritella communis*, *Maldane glebifex* e *Marphysa bellii.*

Nella regione del medio Adriatico su fondali aperti, a profondità dai 100 ai 270 m circa, si trova la "Biocenosi dei fondi fangosi", così definita da Gamulin-Brida (1967).

La piattaforma RSM-B è ubicata alla profondità di circa 77 m. L'area si trova, quindi, al di sotto della zona eufotica. Secondo il modello di zonazione del Mar Mediterraneo realizzato da Pérès e Picard (1964), l'area di interesse rientra nella zona circalitorale, che si estende al di sotto dei 40 m di profondità fino ad una batimetria di circa 200 m, caratterizzata da materiali detritici che formano il fondale coralligeno e quello fangoso. In quest'area prevale la seconda tipologia di sedimenti.

Nell'ambito di diversi piani di monitoraggio, l'ICRAM conduce da tempo indagini sistematiche sull'abbondanza e diversità delle comunità macrozoobentoniche associate al sedimento nell'intorno di piattaforme *off-shore* situate in Adriatico. Tali indagini vengono effettuate al fine di individuare se vi siano *pattern* strutturali peculiari determinati dalla presenza delle installazioni stesse e quindi rilevare l'impatto antropico sull'ecosistema marino (Trabucco et al., 2006a, b; Kingston, 1992). Da uno studio effettuato da Trabucco et al. (2008) nell'intorno di 3 piattaforme *off-shore* dell'Adriatico centrale, è risultato che le stazioni più vicine a 2 strutture *off-shore* sono caratterizzate da specie tipiche di fondi mobili a sedimento molto grossolano, di fondi detritici o duri, come ad esempio il decapode *Pilumnus hirtellus*, i bivalvi *Hiatella artica* e *H. rugosa* ed il polichete *Polydora ciliata*, normalmente assenti sul fondo originario, andando ad arricchire un popolamento tipico di fondi mobili fangosi (ENEA, 1993; Perès and Picard, 1964). Nelle stazioni più lontane dalle 2 piattaforme, il popolamento è costituito dalle sole specie di fondo silt-argilloso originario e simile a quello presente nelle stazioni di controllo, quali ad esempio i policheti *Monticellina dorsobranchialis, Marphysa bellii, Caulleriella caputesocis*, il bivalve *Nucula solcata* e il decapode *Callianassa subterranea*. Inoltre, nell'intorno della terza piattaforma è stato rilevato un popolamento bentonico con struttura e distribuzione delle specie analoghe a quelle descritte per i popolamenti di fondi mobili normalmente insediati in Adriatico centrale (Gamulin-Brida, 1967; Pérès e Picard, 1964).

In generale, dallo studio riportato da Trabucco et al. (2008) si può dire che il taxon dei Policheti è sempre il più rappresentato (50÷88%), seguono i Crostacei (5÷40%), Molluschi (3÷13%) ed Echinodermi (1÷6%). Le maggiori ricchezze specifiche si riscontrano, in ordine decrescente, tra i Policheti, Crostacei, Molluschi ed Echinodermi. Per quanto riguarda l'andamento degli indici strutturali della comunità, mediamente si evidenziano valori più alti in corrispondenza delle stazioni più vicine alle installazioni.

3.6.5 Risorse Alieutiche e Ittiofauna

I mari italiani hanno una fauna ittica molto diversa fa loro; specialmente il popolamento del Mar Adriatico si differenzia sostanzialmente da quella degli altri mari italiani per la presenza di specie ad areale nordico assenti altrove (per esempio il merlano o la passera di mare) e per l'assenza di specie termofile come alcuni sparidi o labridi.

Le specie ittiche più facilmente individuabili nell'infralitorale abruzzese (fino a circa 30 m da costa) sono: triglie, mormore, saraghi, salpe, tracine, cefali, razze, serrani, occhiate, corvine, labridi, boghe, blennidi (come la bavosa ruggine, *Parablennius gattorugine*), donzelle, gronghi, ghiozzi e scorfani (Palena, 2005). Spingendosi più al largo si trovano ovviamente le specie pelagiche comuni in tutto l'Adriatico (ricciole, dentici, tonni, aringhe, sardine ecc.). Ma anche altri taxa sono ampiamente rappresentati, soprattutto nelle biocenosi di fondo duro: molluschi bivalvi (telline, cannolicchi, vongole, cozze) e variopinti nudibranchi, crostacei (gamberetti, granchi, paguri, cicale ecc.), echinodermi (stelle, ricci e cetrioli di mare), celenterati (meduse, attinie, coralli molli e gorgonie che si trovano a maggiori profondità).

Secondo i dati di pesca forniti dal Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, FAO e Adriamed, in Cooperazione Scientifica a Supporto della Pesca Responsabile nel Mare Adriatico, nell'area di interesse si ritrovano le specie elencate in Tabella 3.10.

In particolare, tra le specie più comuni, nell'area di interesse si ritrovano:

- il moscardino bianco *(Eledone cirrhosa),* il moscardino (*Eledone moschata)* e il calamaro (*Loligo vulgaris)*, risultano diffusi ma con fluttuazioni annuali non ancora chiarite, probabilmente riconducibili ai cicli riproduttivi;
- la rana pescatrice è presente ma rara con due specie: *Lophius budegassa* e *Lophius piscatorius*, più scarsa;
- uniformemente distribuita in tutto il bacino nord-medio Adriatico è la triglia (*Mullus barbatus*);
- abbondante nell'area in esame è il nasello (*Merluccius merluccius*) (SAlbatella e Piccinetti, 2005);
- il Pagello (*Pagellus erythrinus*) è presente nell'Adriatico centrale in corrispondenza dell'isobata dei 100 m;
- nella porzione tra 100 e 150 m di profondità, nell'Adriatico centrale è presente anche la Seppia (*Sepia officinalis*)
- lungo le coste adriatiche italiane si ritrovano esemplari giovani di Sogliola (*Solea vulgaris).*

Tra i piccoli pelagici più comuni sono presenti la sardina (*Sardina pilchardus*), lo sgombro (*Scomber scombrus*) e l'acciuga (*Engraulis encrasicolus*).

Tabella 3.10 – Dati Pescato (Fonte: www.faoadriamed.org/italy)

SPECIE	ADRIATICO CENTRALE	
	PRESENTE	SCARSO
SPECIE DEMERSALI		
Eledone cirrhosa	X	
Eledone moschata	X	
Loligo vulgaris	X	
Lophius budegassa	X	
Lophius piscatorius		X
Mullus barbatus	X	
Merluccius merluccius	X	
Pagellus erythrinus	X	
Sepia officinalis	X	
Solea vulgaris	X	
Boops boops	X	
Illex coindetti	X	
Micromesistius potassou	X	
Mustelus mustelus	X	
Octopus vulgaris	X	
Parapeneus longirostris		X
Pecten jacobeus	X	
Platichthys flesus italicus	X	
Scyliorhinus canicula	X	
Platichthys flesus italicus	X	
Scyliorhinus canicula	X	
Spicara flexuosa	X	
Squalus acanthias	X	
Trachurus mediterraneus	X	
Trachurus trachurus	X	
Trigla lucerna	X	
Trigloporus lastoviza	X	
Trisopterus minutus capelanus	X	
PICCOLI PELAGICI		
Engraulis encrasicolus	X	
Sardina pilchardus	X	
Sprattus sprattus		X
Scomber scombrus	X	
Scomber japonicus	X	

Si è ritenuto opportuno riportare anche i risultati dei monitoraggi effettuati dall'Arta Abruzzo nell'area compresa tra Ortona e Vasto, già illustrata precedentemente. L'area interessata dal monitoraggio è più prossima al litorale, rispetto a quella di ubicazione della piattaforma RSM-B. Tuttavia i dati sono ritenuti comunque utili per la caratterizzazione faunistica dell'area in esame.

Le operazioni di pesca sono state condotte mediante reti a strascico e si sono svolte in data 06 settembre 2006. dalle ore 10 alle 11,30, mentre la seconda dalle ore 11,30 alle 13,00, in entrambi i casi per circa 5 miglia nautiche. La velocità di strascicata è stata di circa 3,5 miglia/ora e le acque presentavano una profondità media compresa tra 15 e 20 m.

L'analisi del popolamento ittico ha permesso di identificare circa 21 specie ,quasi tutte nella frazione commerciale. La tipologia del pescato (dentro e fuori area) è di tipo quasi monospecifico, con la presenza in particolare di tre/quattro specie ittiche riconducibili alla triglia (*Mullus barbatus*), alla cianchetta (*Arnoglossus rueppellii*) ed al cefalo (*Mugil cephalus*).

Tale distribuzione è comunque riconducibile all'osservazione condotta in uno specifico periodo dell'anno. Per avere un quadro più verosimile bisognerebbe condurre monitoraggi in diversi periodi dell'anno per ovviare alle discrepanze date dai normali cicli vitali, caratteristici di ogni specie.

A questo riguardo, in Tabella 3.11 e

Tabella 3.12, sono riportate le quantità di pescato nel litorale Adriatico nell'anno 2006 (fonte: www.istat.it). Come si può vedere, oltre alle specie già citate, si rileva una presenza abbondante (>100 tonnellate) anche di sugarelli, gallinelle, potassoli, merlani, cappellani, squali, rombi, palamite, tonno rosso, raiformi, vongole, lumachini e murici, totani, scampi, pannocchie e mazzancolle.

Tabella 3.11 – Produzione per specie e litorale (in tonnellate), anno 2006 (fonte: www.istat.it).

SPECIE	LITORALE ADRIATICO			
	BASSO	MEDIO	ALTO	TOTALE
Acciughe	15,975	18,613	25,008	59,596
Nasello	5,507	3,590	805	9,902
Triglie di fango	1,934	2,291	934	5,160
Sogliole	5	981	991	1,978
Sardine	712	578	2,569	3,859
Sugarelli	517	509	625	1,650
Rane pescatrici	591	496	8	1,095
Cefali	92	420	1,259	1,770
Gallinelle o capponi	362	360	262	984
Potassoli	464	353	-	817
Merlani o moli	45	265	1,353	1,663
Cappellani o busbane	224	236	105	565
Sgombri	178	198	191	567
Squali	26	194	394	614
Rombi	158	172	195	525
Palamite	176	157	11	343
Tonno rosso	0	152	104	255
Raiformi	102	141	10	254
Pagelli fragolino	130	92	57	279
Boghe	850	80	39	969
Lanzardi o lacerti	900	64	26	989
Pesce spada	71	39	-	110
Menole e spicare	75	39	5	119
Altri tonni	57	15	107	178

	LITORALE ADRIATICO			
Triglie di scoglio	302	10	0	312
Alalunghe	1	10	24	35
Ricciole	10	9	6	24
Altri pesci	2,553	1,374	3,300	7,227
Totale pesci	**32,016**	**31,436**	**38,389**	**101,841**

Tabella 3.12 – Produzione per specie e litorale (in tonnellate), anno 2006 (fonte: www.istat.it).

SPECIE	LITORALE ADRIATICO			
	BASSO	MEDIO	ALTO	TOTALE
Vongole	1,628	9,115	7,617	18,360
Lumachini e murici	100	2,659	2,207	4,967
Moscardino muschiato	565	1,248	1,040	2,852
Totani	692	1,221	5	1,918
Seppie	1,463	1,215	4,202	6,879
Moscardino bianco	654	389	-	1,043
Calamari	437	246	300	982
Polpi	473	133	8	613
Altri molluschi	54	82	1,000	1,137
Veneridi	35	-	2,968	3,003
Totale molluschi	**6,101**	**16,308**	**19,346**	**41,755**
Scampi	1,447	1,650	26	3,123
Pannocchie	1,272	1,572	2,639	5,483
Mazzancolla	7	135	183	325
Altri crostacei	126	126	282	533
Gamberi bianchi	1,473	68	1	1,542
Gamberi rossi	169	52	-	220
Aragoste e astici	20	2	1	24
Gambero viola	22	-	-	22
Totale crostacei	**4,535**	**3,605**	**3,131**	**11,271**
TOTALE GENERALE	**42,652**	**51,349**	**60,866**	**154,867**

Fonte: Istat-Irepa, modificato

3.6.6 Rettili Marini

Le tartarughe marine sono gli unici rettili presenti che vivono stabilmente in mare spingendosi a terra solo per la nidificazione e la deposizione delle uova. Sono caratterizzati da due scudi, uno ventrale e uno dorsale, che possono presentare placche cornee. Dal numero e dalla disposizione di queste placche si traggono i migliori indizi per l'identificazione della specie (Nikiforos, 2002).

Tre specie sono regolarmente presenti nel Mediterraneo (*Dermochelis coriacea, Chelonia mydas e Caretta caretta*), sebbene solo *Caretta caretta* vi sia relativamente frequente.
In Adriatico è stata osservata, infatti, solo la presenza di *Caretta caretta* appartenente alla famiglia delle Chelonidae, caratterizzata da capo, zampe, carapace e piastrone ricoperti di placche e becco corneo. *Caretta caretta* è una tartaruga marina che può raggiungere i 120 cm di lunghezza, predilige acque profonde, ma si spinge con una certa frequenza relativamente vicino alla riva. La specie compare dal 1975 nel Red Data Book dell'IUCN (Unione Internazionale per la Conservazione della Natura) dove è considerata 'Endangered'. E' protetta da varie convenzioni internazionali (tra cui la Direttiva Habitat 92/43/CEE) e anche dalla legislazione nazionale (Decreto del Ministero della Marina Mercantile del 21 maggio 1980).

3.6.7 Mammiferi Marini

Per quanto riguarda i mammiferi, in Adriatico sono presenti alcune specie di cetacei (Ordo cetacea - Subordo Mysticeti ed Odontoceti). Anche i cetacei, come le tartarughe, si riscontrano in ambiente decisamente pelagico, solo sporadicamente in ambiente costiero. Secondo il Centro del Recupero Cetacei di Riccione, l'unica specie di cetaceo regolarmente presente in Adriatico è il tursiope (*Tursiops truncatus*), una specie che si può rinvenire anche ad una moderata distanza dalla costa (circa 12 Km). I dati del Centro mostrano apparizioni di grampi (*Grampus griseus*, classe IUCN LC, a rischio minimo), raramente di delfini comuni (*Delphinus delphis*, classe IUCN LC, a rischio minimo) e grandi cetacei come il capodoglio (*Physeter macrocephalus*, classe IUCN VU, vulnerabile) o le balenottere (*Balaenoptera physalus*, classe IUCN EN, in pericolo) che visitano talvolta questo mare.

In particolare:

- *Balenopthera physalus*, balenottera comune che può raggiungere i 27 m di lunghezza, risultando il secondo animale della terra, è occasionale in Adriatico;
- *Balenopthera acutorostrata,* balenottera minore (fino a 11 m), è la copia minore della balenottera comune dalla quale si distingue oltre che per le dimensioni anche per la colorazione simmetrica delle mandibole, per le sfumature sui fianchi più accentuate e per le appariscenti bande bianche sulle pinne pettorali, è presente, ma non frequente in adriatico meridionale, non è chiaro se si spinga in adriatico centrale;
- *Tursiops truncatus,* tursiope, fino a 4 m, è più tozzo degli altri delfini. Nel periodo 1991-2001 sono stati recuperati in spiaggia 57 esemplari, 41 in Emilia-Romagna e 16 nelle

Marche (5° Convegno Nazionale sui Cetacei e sulle T artarughe Marine, 2001), è l'unico esemplare regolare in tutto l'adriatico;

- *Stenella coeruleoalba,*stenella striata, fino a 2.5 m, ha una caratteristica colorazione a strisce, è presente, ma non frequente in adriatico centrale;

3.6.8 Avifauna

Il mare Adriatico è parte del Mare Mediterraneo che ospita circa il 6% delle specie marine del mondo, pur contenendo solo lo 0.3% delle acque del pianeta. Per taluni gruppi si arriva anche al 18%. Inoltre circa un quarto delle forme viventi che vi risiedono sono endemiche, cioè non esistono in alcuna altra parte del mondo (Nikiforos, 2002). L'avifauna è concentrata lungo le coste, mentre al largo si ritrovano essenzialmente esemplari della Famiglia Laridae.

Per quanto concerne l'avifauna marina in Adriatico, fra le principali specie, sono presenti:

- Caradriformi (Familia Laridae), a questa famiglia appartengono i gabbiani fra cui ricordiamo: *Larus cahinnans michahellis,* gabbiano reale mediterraneo, di passo, invernale ed estivante, frequenta prevalentemente l'area costiera, *Larus ridibundus*, il gabbiano, di passo svernante e estivante e *Larus fuscus*, gabbiano di passo e regolare come svernante, è stato visto spesso solo in mezzo ai gabbiani reali.
- Cormorani e Marangoni (Familia Phalacrocoracidae), appollaiati su scogli o pali, si immergono di frequente per pescare. Il più grande delle tre specie presenti in Italia è il *Phalacrocorax carbo*, cormorano di circa 90 cm, una specie praticamente cosmopolita, parzialmente sedentario e migratore; il marangone minore (*Phalacrocorax pygmeus*) è una specie più piccola della precedente ed è una recente acquisizione dell'avifauna nidificante italiana (prima nidificazione nel 1981). Si riproduce regolarmente solo dal 1994, attualmente in due località dell'alto Adriatico con 4-5 coppie. È una specie distribuita nell'Europa sud-orientale e Asia occidentale che sosta nelle aree umide dell'alto e basso Adriatico, soprattutto tra ottobre e maggio. Non raramente si ferma a svernare, di recente anche in alcuni bacini lacustri dell'interno. La specie è inserita dall'IUCN nella categoria di minaccia LC-Least Concern (a rischio minimo).
- Svassi (Familia Podicipedidae), sono eccellenti nuotatori, si immergono spesso, di norma frequentano acque dolci, ma in inverno si spostano anche in mare. Ricordiamo, *Podiceps cristatus*, svasso maggiore; *Podiceps nigricollis*, svasso piccolo, che si concentra nei primi 100 m di mare ed è presente da ottobre a marzo con i massimi a gennaio;

3.7 Clima acustico

3.7.1 Normativa di riferimento

La legislazione statale in materia di inquinamento acustico è regolamentata dalla Legge Quadro sull'inquinamento acustico del 26 ottobre 1995, la quale stabilisce i principi fondamentali in materia di tutela dell'ambiente esterno e dell'ambiente abitativo. Per quanto riguarda i valori limite dell'inquinamento acustico negli ambienti esterni, la materia è disciplinata in ambito nazionale dal D.P.C.M. del 01.03.91 "Limiti massimi d'esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno" e dai decreti attuativi della legge quadro tra cui si ricorda il D.P.C.M. 14.11.97 "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore". Tale Decreto fissa i limiti massimi accettabili nelle diverse aree territoriali e definisce, al contempo la suddivisione dei territori comunali in relazione alla destinazione d'uso e l'individuazione dei valori limiti ammissibili di rumorosità per ciascuna area, riprendendo in parte le classificazioni già introdotte dal D.P.C.M. 01.03.91.

3.7.2 Limiti di riferimento nell'area in esame

L'area di indagine è situata a ca. 20 miglia marine al largo del porto di Vasto. La classificazione acustica del territorio difficilmente si adatta ad una tale configurazione anche se può essere utilizzata come base di partenza per identificare i limiti a cui riferirsi.

L'area contenente la piattaforma RSM-B potrebbe essere considerata area esclusivamente industriale alla stregua di una classe VI. Si tratta infatti di un'area soggetta a concessione mineraria, distante dalla costa e priva di ricettori. Inoltre, nell'area di pertinenza della concessione, che si estende in un intorno di 500 m dalla piattaforma, è interdetta la navigazione. Al di fuori di tale perimetro, vista l'assenza di particolari ricettori, se non eventuali navi di passaggio, si può considerare una zona tampone in classe V.

I limiti di riferimento sono quindi:

• 70 dBA per il periodo diurno (6.00-22.00) • 70 dBA per il periodo notturno (22.00-6.00)	Classe VI
• 70 dBA per il periodo diurno (6.00-22.00) • 60 dBA per il periodo notturno (22.00-6.00)	Classe V

3.7.3 Sorgenti sonore e ricettori presenti

L'unico ricettore presente in prossimità del campo Rospo Mare è costituito dall'unità galleggiante FSO Alba Marina, ormeggiata a ca. 1450 m dalla piattaforma RSM-B e destinata allo stoccaggio del greggio estratto nonché all'alloggio del personale addetto ai lavori.

Le sorgenti sonore individuate risultano essere i macchinari e le attrezzature presenti sulla piattaforma RSM-B, nonché quelli presenti sulla stessa Alba Marina (vedi Capitolo 2).

3.7.4 Caratterizzazione acustica dello stato attuale

Per la caratterizzazione dello stato attuale si è eseguita una campagna di rilievo fonometrico con elaborazione dei dati mediante il modello di simulazione Soundplan, utilizzato anche per gli scenari di progetto.

Tale modello, basato sulla tecnica del Ray Tracing, permette di simulare la propagazione del rumore in situazioni di sorgente ed orografia complesse. Le informazioni che il modello SoundPlan deve avere per poter fornire le previsioni dei livelli equivalenti sono elevate e riguardano le sorgenti sonore, la propagazione delle onde e in ultimo i ricettori. E' quindi necessario fornire al programma la topografia dell'area oggetto di studio, comprensiva delle informazioni riguardanti il terreno e degli ostacoli che possono influenzare la propagazione del rumore, la posizione e le caratteristiche delle sorgenti sonore ed in ultimo la disposizione e le dimensioni degli edifici, che oltre ad essere ostacoli alla propagazione del rumore, sono spesso i bersagli dello studio.

3.7.5 Rilievi fonometrici

In data 17/12/08 è stata effettuata una campagna di misure fonometriche presso la piattaforma RSPM-B e l'unità galleggiante Alba Marina al fine di caratterizzare il clima acustico esistente ed individuare le principali sorgenti sonore.

Le sorgenti monitorate sulla piattaforma rispecchiano le condizioni standard di funzionamento; per quanto riguarda l'unità galleggiante Alba Marina, alle condizioni standard di funzionamento si è aggiunta, a partire dalle 14.30 circa, la procedura di allibo. Tale procedura ha una durata di ca. 20 ore e viene eseguita con cadenza mensile.

La Tabella 3.13 riporta i risultati dei rilievi a spot, eseguiti nei punti considerati maggiormente significativi.

Durante i rilievi non si sono verificate precipitazioni.

Tabella 3.13 – Risultati dei rilievi fonometrici

Punto	Fonom.	Data	Ora	Durata	Leq	L_{max} slow	L1	L5	L10	L50	L90	L95	Livello	Note
P1	1	17/12/08	9.47	05.00.6	65.8	68.8	68.7	67.4	66.8	65.5	64.5	64.3	+4	Lato Ovest
P2	1	17/12/08	9.53	05.00.6	74.8	76.3	76.7	75.9	75.5	74.6	74.0	73.9	+4	Lato Sud
P3	1	17/12/08	10.03	05.00.8	80.4	83.0	81.6	80.8	80.6	80.3	79.9	79.8	+14.5	Lato Sud
P4	1	17/12/08	10.10	01.03.6	84.2	84.6	84.8	84.5	84.4	84.1	83.8	83.7	+14.5	Presso bacini di contenimento
P5	1	17/12/08	10.15	00.20.6	88.7	89.1	89.4	89.2	89.0	88.8	88.2	87.9	+14.5	A 30 cm da compressore UB102
P6	1	17/12/08	10.19	00.30.6	92.2	93.0	92.9	92.7	92.6	92.2	91.8	91.7	+14.5	A 20 cm da pompa GX101B
P7	1	17/12/08	10.22	06.33.3	67.3	78.3	73.4	70.0	68.5	66.9	61.9	61.5	+14.5	Lato Ovest
P8	1	17/12/08	10.44	01.00.3	79.4	80.6	80.3	79.9	79.7	79.3	78.9	78.8	+14.5	Di fronte a pompe GX101A/B/C
P9	1	17/12/08	10.49	01.00.6	77.9	78.9	79.1	78.8	78.4	77.7	77.4	77.3	+14.5	Lato Nord di fronte ai bacini di contenimento
P10	2	17/12/08	10.44	05.01.8	91.9	97.2	97.1	92.1	91.9	91.5	91.3	91.2	+19.5	A 1.2 metri dal motore di FA101B
P11	2	17/12/08	10.50	04.07.8	66.2	70.5	70.3	66.6	66.3	65.9	65.6	65.5	+19.5	Lato est
P12	2	17/12/08	10.57	03.06.8	75.0	78.2	78.3	77.5	75.2	74.6	74.3	74.2	+19.5	Lato ovest
P13	2	17/12/08	11.01	03.09.1	81.6	83.2	83.3	82.7	81.9	81.4	81.1	81.0	+19.5	In mezzo agli scambiatori di calore
P14	2	17/12/08	11.05	03.03.6	75.2	76.7	76.6	76.0	75.6	75.2	74.7	74.6	+19.5	Lato sud
P15	2	17/12/08	11.10	05.03.8	90.5	95.7	95.6	91.4	90.5	90.0	89.7	89.6	+19.5	A 1.7 metri dal motore GX125A
P16	2	17/12/08	11.15	03.01.6	82.4	86.7	86.5	83.4	82.6	82.2	81.8	81.7	+19.5	In mezzo ai dissalatori greggio
P17	2	17/12/08	11.28	07.01.1	94.7	101.5	101.1	95.0	94.6	94.1	93.8	93.8	+19.5	Tra FA101B e UB105
P18	1	17/12/08	10.55	01.20.6	86.8	87.5	87.6	87.4	87.2	86.8	86.3	86.1	+25.5	A 30 cm da aerorefrigerante gas torcia EB101
P19	1	17/12/08	10.58	01.01.6	94.7	95.2	95.8	95.4	95.1	94.6	94.1	93.9	+25.5	A 30 cm da ventola aerorefrigerante EB101
P20	1	17/12/08	11.00	05.00.8	73.0	75.5	74.2	73.5	73.3	72.9	72.5	72.4	+25.5	Lato Sud
P21	1	17/12/08	11.08	02.06.6	62.8	68.0	63.5	63.2	63.1	62.7	62.4	62.2	+25.5	Angolo Sud-Est
P22	1	17/12/08	11.14	05.00.6	78.1	79.7	79.6	78.8	78.3	78.0	77.7	77.6	+25.5	Al centro (contributo da livello inferiore per pavimento grigliato)
P23	2	17/12/08	9.50	05.03.1	61.3	73.8	73.6	65.4	59.1	58.4	57.9	57.8	+30.5	Presso la torcia, gru non in funzione

Punto	Fonom.	Data	Ora	Durata	Leq	L_{max} slow	L1	L5	L10	L50	L90	L95	Livello	Note
P24	2	17/12/08	9.56	03.06.3	63.6	66.7	66.7	66.0	65.6	64.0	53.3	53.1	+30.5	Lato est, a 8 metri dal lato nord della piattaforma, gru in funzione a misura cominciata
P25	2	17/12/08	10.00	06.11.8	76.8	78.0	77.8	77.3	77.1	76.7	76.4	76.3	+30.5	A 3.5 metri dalla gru in funzione
P26	2	17/12/08	10.08	05.03.3	69.7	71.3	71.3	70.8	70.6	69.6	68.7	68.4	+30.5	Lato ovest, a 11 metri dal lato nord della piattaforma, gru in funzione
P27	2	17/12/08	10.14	05.39.8	71.8	73.8	73.7	73.2	73.0	72.0	67.6	66.5	+30.5	Lato nord presso la scala, gru in funzione
P28	1	17/12/08	13.46	05.05.8	50.3	59.8	53.1	52.3	51.8	49.8	48.6	48.3	AlbaMarina	A metà del lato a dritta (opposto alla piattaforma)
P29	1	17/12/08	13.53	02.00.8	76.4	78.6	76.9	76.7	76.6	76.3	76.1	76.0	AlbaMarina	Di fronte locali ventilatori a prua
P30	1	17/12/08	13.56	00.20.3	93.3	94.2	94.6	94.1	93.7	93.2	92.8	92.7	AlbaMarina	A 20 cm da ventilatore a prua
P31	1	17/12/08	14.03	05.00.6	47.7	50.1	50.2	49.0	48.5	47.4	46.7	46.5	AlbaMarina	Circa a metà del lato a sinistra (verso la piattaforma)
P32	1	17/12/08	14.59	09.30.6	57.4	80.9	56.6	55.5	55.2	54.5	53.9	53.8	AlbaMarina	Presso la prua
P33	1	17/12/08	15.45	02.00.3	48.7	49.6	49.7	49.3	49.1	48.6	48.1	48.0	AlbaMarina	Interno cabina letto al secondo piano
P34	2	17/12/08	15.37	05.07.5	78.3	79.2	79.2	79.0	78.8	78.2	77.7	77.6	AlbaMarina	A 2 metri dall'oblò della cabina letto al secondo piano
P35	1	17/12/08	15.55	00.30.8	50.4	52.5	51.3	51.0	50.8	50.4	50.0	49.9	AlbaMarina	Interno cabina letto verso locale gas inerti
P36	1	17/12/08	16.00	00.30.3	80.7	81.4	81.7	81.4	81.3	80.7	80.0	80.0	AlbaMarina	A 0.5 m dal locale gas inerti
P37	2	17/12/08	13.40	05.07.6	78.6	79.0	79.3	79.1	78.9	78.6	78.1	78.0	AlbaMarina	Presso Helideck
P38	2	17/12/08	13.46	03.02.6	65.4	66.0	66.1	65.8	65.7	65.3	64.9	64.8	AlbaMarina	Presso teste gru
P39	2	17/12/08	13.51	04.00.6	69.3	71.8	70.3	70.0	69.8	69.2	68.7	68.5	AlbaMarina	Presso ciminiera
P40	2	17/12/08	14.12	02.01.1	74.0	75.3	74.5	74.3	74.3	74.0	73.7	73.7	AlbaMarina	Presso valvole sul ponte lato sinistro vicino alla ciminiera
P41	2	17/12/08	14.18	02.00.6	57.8	61.2	60.2	58.5	58.3	57.6	57.0	56.9	AlbaMarina	Al centro della nave a ca. 30 m dalle cabine
P42	2	17/12/08	14.26	02.02.3	53.7	67.2	57.6	53.7	53.3	52.1	51.3	51.0	AlbaMarina	Al centro della nave a ca. 60 m dalle cabine
P43	2	17/12/08	15.45	03.01.7	90.5	90.9	91.1	90.9	90.8	90.5	90.1	90.0	AlbaMarina	A 1 metro dal verricello in funzione

3.7.6 Simulazioni con modello previsionale Soundplan

Per descrivere lo scenario attuale e permettere un facile confronto con quello di progetto si è provveduto ad eseguire una simulazione con il modello previsionale Soundplan.

I rilievi eseguiti sulla piattaforma e sull'unità galleggiante Alba Marina hanno permesso di caratterizzare le principali sorgenti sonore e definire i dati di input del modello.

Dati di input

Per quanto riguarda la piattaforma è stata riprodotta la struttura di base assegnando ad ogni livello con emissioni sonore significative una sorgente puntiforme rappresentativa dei principali contributi rilevati. La scelta di rappresentare le diverse emissioni con una sorgente puntiforme è dovuta all'elevata distanza fra sorgente e ricettore (centinaia di metri), che renderebbe superfluo un dettaglio maggiore. La tabella seguente contiene i livelli di potenza sonora assegnati alle sorgenti mentre per il posizionamento è stata considerata l'effettiva ubicazione di macchinari ed attrezzature con emissioni significative.

Piano a quota + 14.5 m	108.0 dBA
Piano a quota + 19.5 m	104.3 dBA
Piano a quota + 25.5 m	90.4 dBA
Piano a quota + 30.5 m	101.4 dBA

Per quanto riguarda la nave è stata inserita una struttura fissa, considerando cautelativamente la posizione più vicina alla piattaforma fra quelle possibili in ragione del vento e delle correnti marine. Sono state inoltre considerate le principali sorgenti presenti e si sono assegnati i seguenti livelli di potenza sonora:

Ciminiera	98.0 dBA
Motori	90.2 dBA

Tutte le sorgenti inserite sono a funzionamento continuo.

Per la propagazione si è utilizzato il modello Concawe simulando il caso peggiore con vento in direzione sorgente-ricettore.

Risultati

In Tabella 3.14 si riportano i risultati relativi alla simulazione eseguita (stima dei livelli sonori presso il ricettore Alba Marina) mentre in Figura 3.25 si offre una visualizzazione grafica degli stessi (mappatura delle isofoniche a 8.5 m s.l.m.).

Il ricettore è stato posizionato all'esterno delle cabine, a 1 m dalla facciata, nel lato più esposto al rumore proveniente dalla piattaforma. La stima è stata eseguita per ciascuno dei 4 piani presenti.

Oltre al livello sonoro totale vengono riportati anche i singoli contributi delle sorgenti presenti su Alba Marina e di quelle relative a RSM-B.

Il rumore prodotto in piattaforma non è avvertibile sull'unità galleggiante in ragione del fatto che le sorgenti sonore presenti su quest'ultima generano un livello di almeno 15 dBA superiore a quello relativo alla piattaforma stessa. I contributi derivanti da RSM-B sono comunque decisamente contenuti in quanto il valore massimo risulta pari a 43.6 dBA

Tabella 3.14 – Livelli stimati sui ricettori

Punto	Piano cabine	Leq Totale [dBA]	Contributo Alba Marina [dBA]	Contributo RSM-B [dBA]
P1	1	62.4	62.3	43.4
P1	2	58.1	58.0	39.4
P1	3	56.2	56.1	40.5
P1	4	61.3	61.2	43.6

Figura 3.25 – Mappe isofoniche dello stato di fatto

3.8 Contesto economico

L'area di interesse è ubicata in una fascia di mare aperto prossima alla costa dove si concentrano le attività della pesca costiera, della balneazione e del piccolo cabotaggio. L'utilizzazione del territorio in quest'area è piuttosto intensa, tanto da compromettere gli equilibri naturali di queste aree che soffrono per un uso troppo intenso delle risorse e per la presenza di inquinanti.

3.8.1 Attività di Pesca

L'Adriatico come quantità di pescato risulta il mare più produttivo del Mediterraneo, e ciò ha consentito lo sviluppo di una copiosa flotta peschereccia. Le reti maggiormente impiegate sono le reti da traino, a strascico e pelagiche. I fondali sabbiosi e fangosi permettono l'utilizzo di diversi attrezzi tra i quali anche rapidi e sfogliare per la cattura di sogliole. Sottocosta sono numerose le imbarcazioni con draghe turbosoffianti per la cattura di molluschi bivalvi. Nel bacino meridionale si usano reti a circuizione per la cattura di pesce azzurro con lampare, stagionalmente si pratica la pesca al Tonno. La piccola pesca utilizza reti da posta, nasse e cestini per la cattura di seppie e lumachine. Le maggiori risorse sono rappresentate dal pesce azzurro, alici e clupeidi nel nord e nel sud Adriatico, Naselli, scampi nel medio e basso Adriatico; calamari, moscardini, pannocchie sempre nel bacino settentrionale. molluschi bivalvi come le vongole veraci vengono allevati nelle lagune settentrionali e meridionali. Copiosa la produzione di mitili negli impianti di maricoltura del nord-adriatico.

Nell'areale del Medio Adriatico le attività di pesca sono riconducibili essenzialmente all'utilizzo delle reti a strascico.

Secondo i dati del SISP (Sistema Informativo Pesca ed Acquicoltura) relativi al pescato del Medio Adriatico le specie più frequenti sono quelle riportate in Tabella 3.15.

Tabella 3.15 – Dati SISP Medio Adriatico

NOME COMUNE	SPECIE	AREA	TECNICA	PERIODO
ACCIUGA O ALICE	Engraulis encrasicholus	medio Adriatico	strascico	Marzo-Maggio Luglio-Ottobre
CALAMARETTO	Allotheuthis media	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
CAPPELLANO O BUSBANA	Trisopterus minutus capelanus	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
CEPOLA O GALERA	Cepola rubenscens	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
CORVINA	Sciaena umbra	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
GALLINELLA O CAPPONE	Trigla lucerna	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
GAMBERO	Penaeus kerathurus	medio Adriatico	strascico	Autunno-Primavera
GRANCHIO	Liocarcinus depurator	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
MERLANO	Merlangius merlangus	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
MOSCARDINO	Eledone cirrhosa	medio Adriatico	strascico	Marzo-Aprile e Inverno
PALOMBO	Mustelus mustelus	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
PANNOCCHIA	Squilla mantis	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
PASSERA	Platichthys flesus flesus	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
S.PIETRO	Zeus faber	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
POLPO	Octopus vulgaris	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
RAZZA	Raja clavata, R. miraletus	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
ROMBO	Scophthalmus rhombus	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
ROSPO O RANA PESCATRICE	Lophius budegassa, L. piscatorius	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
SARDINA	Sardina pilchardus	medio Adriatico	strascico	Marzo-Ottobre
SCAMPO	Nephrops norvegicus	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
SEPPIA	Sepia officinalis	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
SGOMBRO	Scomber scombrus	medio Adriatico	strascico	Primavera-Autunno
SOGLIOLA	Solea vulgaris	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
TONNO	Thunnus thynnus	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
TOTANO	Todarodes sagittatus	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
TRACINA	Trachinus draco	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
TRIGLIA	Mullus barbatus	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno
ZANCHETTA O SUACIA	Arnoglossus laterna	medio Adriatico	strascico	Tutto l'anno

Come già detto la parte preponderante del pescato è ottenuta mediante reti da traino. La metodica è applicata tutto l'anno, eccetto periodi di fermo biologico. Buona parte delle specie sono presenti, infatti, tutto l'anno con lievi o più marcate oscillazioni stagionali riconducibili ai cicli riproduttivi.

La pesca ai grandi pelagici non è praticata. Le attività di pesca, direttamente o indirettamente, hanno sempre un impatto, oltre che sulle specie oggetto di pesca, anche su specie accessorie non

di interesse commerciale ma che talvolta presentano interesse naturalistico. Si tratta soprattutto di specie pelagiche che rimangono intrappolate nelle reti a strascico. In Tabella 3.18 è riportata la produzione complessiva della pesca per gruppo di specie, regione e litorale nell'anno 2006 (www.istat.it). Come si può vedere, nel litorale medio-adriatico la quantità di pescato è stata pari a 517.553 quintali, pari al 31% della produzione complessiva dell'Adriatico. Le maggiori risorse sono rappresentate da alici, sarde e sgombri (38% del pescato totale), seguite dai molluschi (32%). Per quanto riguarda la produzione delle flotte pescherecce locali, la pesca di pesce azzurro risulta predominante in Abruzzo (57% del totale regionale), mentre in Molise prevale quella di altri tipi di pesci (35%), molluschi (30%) e crostacei (31%).

Tabella 3.16 – Produzione complessiva della pesca marittima e lagunare per gruppo di specie, regione e litorale - Anno 2006 (in quintali, tra parentesi è riportata la % sul totale regionale).

REGIONI LITORALI	Pesci				Molluschi		Crostacei	TOTALE
	Alici Sarde Sgombri	Tonni	Altri	Totale	Totale	Calamari Polpi Seppie		
PER REGIONE								
Abruzzo	128,059 (57)	1,274 (1)	33,581 (15)	162,914 (73)	49,843 (22)	2,908 (1)	11,450 (5)	224,207
Molise	495 (4)	0	4,318 (35)	4,813 (39)	3,658 (30)	1,029 (8)	3,760 (31)	12,231
ITALIA	**950,752**	**188,458**	**972,388**	**2,111,598**	**589,898**	**193,274**	**293,848**	**2,995,344**
PER LITORALE								
Adriatico	**650,119**	**95,401**	**365,148**	**1,110,668**	**418,898**	**86,099**	**113,888**	**1,643,454**
Basso	*177,642*	*91,293*	*141,939*	*410,874*	*61,013*	*23,723*	*45,352*	*517,239*
Medio	*194,526*	*1,764*	*119,616*	*315,906*	*164,422*	*17,275*	*37,225*	*517,553*
Alto	*277,951*	*2,344*	*103,593*	*383,888*	*193,463*	*45,101*	*31,311*	*608,662*

Fonte: Istat-Irepa, modificato

Nella Tabella 3.17è riportato il numero dei battelli e dei componenti degli equipaggi delle flotte pescherecce delle regioni Abruzzo e Molise, aggiornato al 2006. Come si può vedere, la flotta abruzzese è composta da 586 battelli, che impiegano 3033 persone, pari al 10% dei componenti degli equipaggi italiani. La flotta molisana invece comprende 60 battelli, per un totale di 171 addetti, pari allo 0.6% degli equipaggi italiani.

Tabella 3.17 – Numero di battelli ed equipaggio della flotta peschereccia delle regioni Abruzzo e Molise, dicembre 2006 (ISMEA, 2007, modificato)

			Peso % su totale Italia	
Regioni	**Battelli**	**Equipaggio (n)**	**Battelli**	**Equipaggio**
Abruzzo	586	3.033	4,2	10,0
Molise	60	171	0,4	0,6

Il sistema di pesca prevalentemente utilizzato dalla flotta peschereccia abruzzese è quello a circuizione, mentre in Molise predomina la pesca a strascico (Tabella 3.18).

Tabella 3.18 – Produzione per sistema di pesca e regioni - Anno 2006 (in tonnellate)

Regioni	**Strascico**	**Circuizione**	**Draghe idrauliche**	**Piccola pesca**	**Totale**
Abruzzo	5,375	12,920	2,946	1,181	22,421
Molise	981	-	146	96	1,223

Fonte: Istat-Irepa, modificato

Il porto di Vasto ospita 132 imbarcazioni da pesca. Le specie maggiormente pescate sono nell'ordine naselli, triglie, pannocchie e scampi. La produzione ittica si aggira attorno a 6.6 tonnellate/anno.

Nel porto di Termoli 120 barche sono adibite allo strascico. Sono presenti inoltre natanti di piccolo strascico, vongolare, turbosoffianti e 10 barche che praticano la piccola pesca.

Il volume di affari annuo del mercato comunale alla produzione supera il miliardo e nel mercato viene commercializzato circa il 40% del prodotto sbarcato. La produzione ittica è stimata pari a 1200 t e le specie più vendute sono essenzialmente naselli, triglie, seppie, scampi e polpi (CIRSPE, 2001).

3.8.2 Traffico Marittimo Commerciale

La naturale vocazione marittima dell'Italia si inserisce in un contesto di rinnovata attenzione, emersa nel corso degli anni Novanta, per il trasporto marittimo. Tale interesse deriva, in particolare, dalle politiche di regolamentazione e sviluppo di questa modalità di trasporto condotte

a livello europeo. Queste si sono rivolte soprattutto alla promozione della navigazione a corto raggio (*short sea shipping*) per stimolare il passaggio dal trasporto su strada a quello via mare, motivato da vantaggi in termini di costi, tempi e impatto ambientale.

Il trasporto marittimo di corto raggio (*short sea shipping*) è definito come il movimento via mare di merci e passeggeri tra porti localizzati nell'Europa geografica o tra questi e i porti situati in paesi non europei con una linea costiera che si affaccia sui mari chiusi alle frontiere dell'Europa. Esso comprende, quindi, tra l'altro, il trasporto marittimo nazionale ed internazionale, inclusi i servizi all'adduzione (feederaggio), lungo la costa e con le isole. Il feederaggio identifica la rete di trasporto marittimo a corto raggio tra i porti, per raggruppare o smistare le merci destinate a, o provenienti da, la navigazione oceanica in un porto principale (*hub*). Il cosiddetto piccolo cabotaggio è un trasporto marittimo tra porti vicini per cui bastano per la navigazione piccole o medie imbarcazioni. Per il trasporto dei container esiste una tipologia specifica di nave, il *feeder*, che afferisce i container dai porti minori ai maggiori o dai porti maggiori li distribuisce ai minori. Analogo trasporto su minore scala viene fatto da "bettoline" che trasportano liquidi in piccoli porti non raggiunti da grandi petroliere o navi cisterna come le navi per il trasporto di gas liquefatti. È' definito cabotaggio anche il trasporto di veicoli (auto, camion, rimorchi, treni) su navi traghetto.

In Tabella 3.19 è riportato il movimento di merci nelle regioni Abruzzo e Molise nel triennio 2002-2004 (ISTAT, 2007). Come si può vedere, la movimentazione di merci in Abruzzo risulta molto bassa, pari allo 0.5% del totale nazionale (circa 2300000 tonnellate movimentate), mentre nel Molise corrisponde solo allo 0.1%.

Tabella 3.19 – Movimento merci per regioni[(a)] - Anni 2002-2004 (migliaia di tonnellate) (ISTAT, 2007, modificato).

REGIONI	Valori assoluti			Composizione percentuale		
	Sbarchi	Imbarchi	Totale	Sbarchi	Imbarchi	Totale
			ANNO 2002			
Abruzzo	2.021	162	2.183	0,6	0,1	0,5
Molise	6	307	313	0,0	0,2	0,1
Italia	**322.824**	**135.134**	**457.958**	**100,0**	**100,0**	**100,0**
			ANNO 2003			
Abruzzo	2.142	148	2.290	0,6	0,1	0,5
Molise	20	380	400	0,0	0,3	0,1
Italia	**334.819**	**142.209**	**477.028**	**100,0**	**100,0**	**100,0**
			ANNO 2004			
Abruzzo	2.166	154	2.320	0,6	0,1	0,5
Molise	30	258	288	0,0	0,2	0,1
Italia	**338.374**	**146.610**	**484.984**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

(a) Eventuali differenze nei totali sono da attribuire all'arrotondamento delle cifre indicate.

Relativamente alla navigazione di cabotaggio (ovvero quella che avviene tra porti italiani), la movimentazione di merci da e per i porti dell'Abruzzo interessa principalmente le regioni Sicilia, Marche, Puglia e Friuli Venezia Giulia (Tabella 3.20). Per quanto riguarda il Molise, si verificano scambi prevalentemente con Puglia, Veneto ed Emilia Romagna (ISTAT, 2007).

Tabella 3.20 – Merce imbarcata in navigazione di cabotaggio per Regione di origine e destinazione - Anno 2006 (migliaia di tonnellate) (ISTAT, 2007, modificato).

	Regioni di destinazione															**TOTALE**[(a)]
Regioni di origine	Abruzzo	Calabria	Campania	Emilia Romagna	Friuli Venezia Giulia	Lazio	Liguria	Marche	Molise	Puglia	Sardegna	Sicilia	Toscana	Veneto	Altro(b)	
Abruzzo	_	0	_	7	24	_	_	27	_	5	_	8	_	4	_	76
Calabria	_	2	434	125	141	40	688	188	_	4	168	602	234	326	0	2,953
Campania	17	145	1,253	17	_	584	489	6	_	3	285	2,475	11	53	9	5,348
Emilia Romagna	21	119	13	_	63	1	_	93	_	232	32	100	10	288	11	982
Friuli Venezia Giulia	25	72	1	277	34	_	22	7	_	63	5	29	154	551	5	1,247
Lazio	_	10	108	24	_	169	186	_	_	33	1,263	455	121	45	21	2,434
Liguria	3	204	381	216	53	25	131	38	_	525	1,625	1,364	735	33	0	5,333
Marche	285	125	63	285	38	_	_	1	_	277	_	23	_	92	_	1,191
Molise	_	_	_	10	_	_	_	_	_	60	_	_	_	54	_	124
Puglia	278	382	20	2,583	265	228	4,303	78	14	391	156	1,043	738	1,736	0	12,217
Sardegna	29	226	873	430	78	1,837	3,012	7	_	192	960	956	3,150	694	123	12,567
Sicilia	699	1,005	5,003	1,514	732	2,124	2,750	103	_	1,123	899	4,254	1,441	3,332	225	25,203
Toscana	_	354	63	33	135	231	431	1	_	329	2,863	746	735	4	25	5,950
Veneto	1	308	71	525	652	2	7	111	_	210	36	243	73	47	24	2,308
Altro[(b)]	72	0	5	131	20	5	1	121	_	53	39	250	55	307	_	1,060
TOTALE	**1,429**	**2,952**	**8,288**	**6,177**	**2,236**	**5,246**	**12,022**	**781**	**14**	**3,501**	**8,331**	**12,549**	**7,458**	**7,566**	**443**	**78,993**

(a) Eventuali incongruenze nei totali sono da attribuirsi alla procedura di arrotondamento
(b) La voce 'Altro' si riferisce a quei porti minori che non hanno un codice esplicito e quindi non sono attribuibili a nessuna regione

La rinfusa liquida, strettamente correlata alla preponderanza dei prodotti petroliferi di cui costituisce la modalità di trasporto principale, riveste un ruolo predominante nell'ambito dello *short sea shipping*. Analizzando il flusso di merci rilevate nelle regioni italiane per tipologia di carico (Figura 3.26), si osserva che la rinfusa liquida ha costituito la quota preponderante della merce movimentata in Molise (con quote variabili tra il 77.6 e il 93.7 per cento).

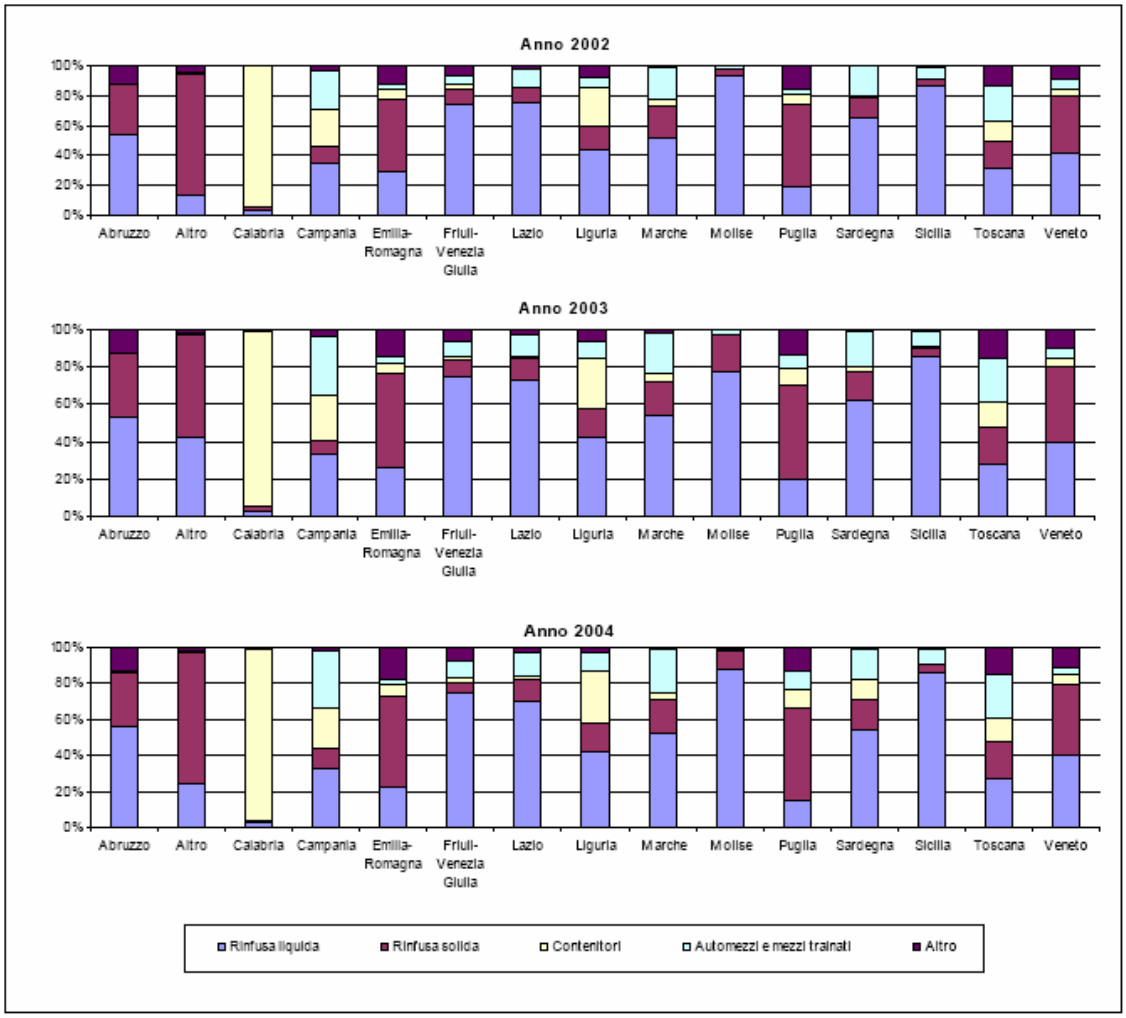


Figura 3.26 – Traffico merci per regione e tipo di carico - Anni 2002-2004 (composizione percentuale) (ISTAT, 2007).

L'area di studio non è interessata dalle grandi comunicazioni che si svolgono lungo l'asse centrale del bacino del Mare Adriatico. Il traffico trasversale avviene più a Nord (Porto di Pescara) o molto più a Sud (Bari). È sede invece di traffico locale essenzialmente a scopo di pesca e stagionalmente anche per navigazione da diporto. Nell'areale transitano, inoltre, le comunicazioni di carattere stagionale tra la costa e le Isole Tremiti. Il totale di sbarchi ed imbarchi di passeggeri per le Isole Tremiti nell'anno 2005 è stato pari a 212000 (ISTAT, 2007).

3.9 Bibliografia

- AGIP (1992). Analisi delle condizioni meteo-oceanografiche dell'area nord dell'Adriatico.
- Artegiani A., Bregant D., Paschini E., Pinardi N., Raicich F., Russo A. (1997a). The Adriatic Sea general circulation. PartI: Air-sea interactions and water mass structure. Journal of Physical Oceanography, 27, pp. 1492-1514.
- Artegiani A., Bregant D., Paschini E., Pinardi N., Raicich F., Russo A. (1997b). The Adriatic Sea general circulation. PartI: Baroclinic circulation structure. Journal of Physical Oceanography, 27, pp. 1515-1532.
- Bonati, G., 2004. La favorevole legislazione italiana per le compagnie petrolifere. Proceedings of Offshore Mediterranean Conference, 2 Aprile 2004, Ravenna, Italy.
- Brambati, A., Bregant, D., Lenardon, G., Stolfa, D., 1973. Transport and sedimentation in the Adriatic Sea. Estratto da "Pubblicazione N.20 del Museo Friuliano di Storia Naturale, Udine. Istituto di geologia N. 144, pp. 3-61.
- Cattaneo, A., Correggiari, A., Langone, L., Trincardi, F., 2003. The late-Holocene Gargano subaqueous delta, Adriatic shelf: sediment pathways and supply fluctuations. Mar. Geol. 193, 61– 91.
- Cattaneo, A., Trincardi, F., 1999. The late-Quaternary trasgressive record in the Adriatic epicontinental sea: basin widening and facies partitioning. In: Bergman, K.M., Snedden, J.W. (Eds.), Isolated Shallow Marine Sand Bodies: Sequence Stratigraphic Analysis and Sedimentologic Interpretation, Spec. Publ. SEPM, 64, 127– 146.
- CIRSPE (Centro Italiano Ricerche e Studi per la Pesca), 2001. La pesca in Italia. Seconda edizione. CD ROM, CIRSPE ed. Roma, Italy.
- Colantoni P., Istituto dei Geologia marina, (1981) – *Aspetti geologici e sedimentologici dell'Adriatico*. CNR, Bologna.
- Colantoni P., Mencucci D., Baldelli G., 2003. Idrologia e Idraulica costiera. In: Coccioni R. (a cura di), Verso la gestione integrata della costa del Monte San Bartolo: risultati di un progetto pilota. Quaderni del Centro di Geobiologia, 1.
- Correggiari, A., Trincardi, F., Langone, L., Roveri, M., 2001. Styles of failure in heavily-sedimented highstand prodelta wedges on the Adriatic shelf. J. Sediment. Res. 71, 218–236.
- Cushmann-Roisin B., Gàcic M., Poulain P.M. and Artegiani A. (2001). Physical Oceanography of the Adriatic Sea. Past, Present and Future. Kluwer Academic Publishers.
- Della Croce N., Cattaneo Vietti R. e Danovaro R. (1997). Ecologia e protezione dell'ambiente marino costiero, UTET ed.

- ENEA, 1993. Arcipelago toscano Studio oceanografico, sedimentologico, geochimico e biologico. Ed. Serie Studi Ambientali: 400 pp.
- Gamulin – Brida H. (1967). Biocoenoses benthiques de la Mer Adriatique. Acta Adriatica, Vol. 15 (9): 103 pp.
- ISMEA, 2007. Il settore ittico in Italia e nel mondo: le tendenze recenti. Disponibile on-line su www.ismea.it.
- ISTAT, 2007. Statistiche dei trasporti marittimi. Anni 2002-2004. Informazioni n. 5 – 2007. ISTAT ed., Roma, Italy.
- Janekovic I., Tudor M., 2005. The Adriatic Sea wave response to severe Bura wind. Proceedings of ICAM/MAP 2005, 23rd – 27th May, 2005, Zadar, Croatia.
- Kingston, P.F., 1992. Impact of offshore oil production installations on the benthos of the North Sea. ICES Journal of Marine Science, 49: 45-53.
- Long, E.R., D.D. McDonald, S.L. Smith, and F.D. Calder., 1995. Incidence of adverse biological effects within ranges of chemical concentrations in marine and estuarine sediments. Environmental Management 19, 1, pp. :81–87.
- MacDonald, D.D., R.S. Carr, F.D. Calder, E.R. Long, and C.G. Ingersoll., 1996. Development and evaluation of sediment quality guidelines for Florida coastal waters. Ecotoxicology 5:253-278.
- MATTM (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare), 2006. Manuale per la movimentazione di sedimenti marini.
- Newton R. S. & Stefanon A. (1976). Primi risultati dell'uso simultaneo in Alto Adriatico di Side-Scan Sonar, sub-bottom profiler ed ecografo. Mem. Biogeogr. Adriat. 9: 33-66 pp.
- Nikiforos G., (2002). Fauna del Mediterraneo. Ed. Giunti.
- Palena, I., 2005. Progetto Costa Teatina Sostenibile - L'ambiente marino-costiero: Stato di qualità, criticità e indicazioni relative al monitoraggio. Disponibile on-line su www.coteso.it.
- Pandžic K., Weigel K., Likso T., 2005. Wind roses for several onshore-offshore profiles at the Eastern Adriatic Coast. Proceedings of ICAM/MAP 2005, 23rd – 27th May, 2005, Zadar, Croatia.
- Peel, M. C., Finlayson, B. L., McMahon, T. A., 2007. Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification. Hydrol. Earth Syst. Sci. 11: 1633-1644.
- Peres J.M. e Picard J. 1964. Nouveau manuel de bionomie bentique de la Mer Mediterranee. Rec. Trav. Stn. Mar. d'Endoume, Bull., 31: 1-137.

- Pigorini B. (1968). Sources and dispersion of recent sediments of the Adriatic Sea. Marine Geology, 6:187-229 pp.
- Redfield, A.C., Ketchum, B.H., Richards, F.A., 1963. The influence of organisms on the composition of sea water. In: Hill, M.N. (Ed.), The Sea, Vol. 2, Interscience, New York, pp. 26-77.
- Regione Marche e Università degli Studi di Ancona (Istituto di Idraulica) (2005). Studi, indagini, modelli matematici finalizzati alla redazione del piano di difesa della costa, Analisi dei dati meteomarini esistenti.
- Ridente, D., Trincardi, F., 2002. Eustatic and tectonic control on deposition and lateral variability of Quaternary regressive sequences in the Adriatic basin. Mar. Geol. 184, 273-293.
- Rybicka, E.H., Ferretti, O., Niccolai, I., 1989. Minerali argillosi e elementi in traccia in alcuni sedimenti dell'Adriatico centrale. Implicazioni ambientali. Atti del III Congresso Nazionale della Società Italiana di Ecologia - S.IT.E., Siena 21-24 ottobre 1987, vol.2, Ediz. Zara. Pp. 599-603.
- SAlbatella, E., Piccinetti, C. 2005. Example of capacity assessment of a Mediterranean fishery and relevant bio-economic indicators. In: AdriaMed. 2005. Adriatic Sea Small-scale Fisheries. Report of the AdriaMed Technical Consultation on Adriatic Sea Small-Scale Fisheries. Split, Croatia, 14th – 15th October 2003. FAO-MiPAF Scientific Cooperation to Support Responsible Fisheries in the Adriatic Sea. GCP/RER/010/ITA/TD15. AdriaMed Technical Documents, 15: 93-119.
- Stefanon, A. (1984). Sedimentologia del Mare Adriatico: rapporti tra erosione e sedimentazione olocenica. Bollettino di Oceanologia Teorica ed Applicata 2 (4).
- Tomadin L. (2000). Sedimentary fluxes and different dispersion mechanism of the clay sediments in the Adriatic basin.
- Trabucco, B., Bacci, T., Marusso, V., Lo miri, S., Vani, D., Marzialetti, S., Cicero, A.M., Di Mento, R., De Biasi, A.M., Gabellino, M., Virno Lamberti, C., 2008. Studio della macrofauna attorno alle piattaforme off-shore in Adriatico centrale. 39° Congresso della Società Italiana di Biologia Marina. Cesenatico-Ravenna, 9-13 giugno 2008.
- Trabucco, B., Cicero, A.M., Gabellini, M., Virno Lamberti, C., Di Mento, R., Bacci, T., Moltedo, G., Tomassetti, P., Panfili, M., Marusso, V., Cornello, M., 2006a. Studio del popolamento macrozoobentonico di fondo mobile in prossimità di una piattaforma off-shore dell'Adriatico Centrale. Biol. Mar. Mediterra., 13 (1): 659-662.

- Trabucco, B., Maggi, C., Virno Lamberti, C., Bacci, T., Marusso, V., Vani, D., Gabellino, M., Cicero, A.M., 2006b. Marine benthic assemblages around a gas platform (Central Adriatic Sea). Coastal Innovations and Initiatives – Proceedings littoral: 39-46.
- Trincardi, F., Cattaneo, A., Asioli, A., Correggiari, A., Langone, L., 1996. Stratigraphy of the late-Quaternary deposits in the central Adriatic basin and the record of short-term climatic events. Mem. Istit. Ital. Idrobiol. 55, 39-70.
- Trincardi, F., Cattaneo, A., Correggiari, A., Ridente, D., 2004. Evidence of soft sediment deformation, fluid escape, sediment failure and regional weak layers within the late Quaternary mud deposits of the Adriatic Sea. Mar. Geol. 213, 91– 119.
- Trincardi, F., Correggiari, A., 2000. Muddy forced-regression deposits in the Adriatic basin and the composite nature of Quaternary sea level changes. In: Hunt, D., Gawthorpe, R.L. (Eds), Sedimentary Responses to Forced Regression, Geol. Soc. London Spec. Publ. 172, 247-271.
- Trincardi, F., Correggiari, A., Roveri, M., 1994. Late quaternari transgressive erosion and deposition in a modern epicontinental shelf: the Adriatic semienclosed basin. Geo-Mar. Lett. 14, 41– 51.
- UNEP/FAO/WHO, 1996. 'Assessment of the state of eutrophication in the Mediterranean Sea'. MAP Technical Reports Series No 106. UNEP, Athens, 211 pp.
- Vatova A. (1949). La fauna bentonica dell'alto e medio Adriatico. Nova Thalassia,1.
- Vukicevic V., Jurcec V., Ivancan-Picek B., 2005. Adriatic Jugo wind during 2000 – 2004. Proceedings of ICAM/MAP 2005, 23rd – 27th May, 2005, Zadar, Croatia.
- Zavatarelli, M., Raicich, F., Bregant, D., Russo, A., Artegiani, A., 1997. Climatological biogeochemical characteristics of the Adriatic Sea. Journal of Marine Systems, 18: 227-263.
- Zavatarelli, M.,Baretta, J.W., Baretta-Bekker, J.G., Pinardi, N., 2000. The dynamics of the Adriatic Sea ecosystem. An idealized model study. Deep-Sea Research I, 47: 937-970.
- Zore-Armanda, M., Bone, M., Dadic, V., Morovic, M., Ratkovic, D., Stojanoski, L., Vukadin, I., 1991. Hydrographic properties of the Adriatic Sea in the period from 1971 through 1983. Acta Adriat. 40 (Suppl.): 39-54.

4 STIMA DEGLI IMPATTI E IDENTIFICAZIONE DELLE MISURE DI MITIGAZIONE

Nel presente capitolo vengono analizzati gli impatti potenziali sulle diverse componenti ambientali indotti dalle fasi progettuali previste per la messa in produzione dei target denominati "Area D1, D2 e D3" del campo ad olio di Rospo Mare.

L'analisi è basata:

- sui monitoraggi eseguiti da vari enti Pubblici su piattaforme analoghe o vicine;
- sui dati bibliografici riguardanti le zone interessate dal progetto;
- sull'applicazione di un approccio metodologico per la stima degli impatti ambientali potenzialmente generati dal progetto.

4.1 Descrizione della metodologia

La stima degli impatti viene elaborata secondo le linee guida stabilite dalla procedura SGI RGI 002 MTS "Identificazione e valutazione degli aspetti ambientali e di sicurezza" del Sistema di Gestione Integrato Ambiente e Sicurezza "multisito" della Edison B.U. Asset Idrocarburi e della Edison Stoccaggio S.p.A.

Il documento DSI-RGI-002-MTS del Sistema di Gestione Integrato Ambiente e Sicurezza "multisito", riporta il criterio di valutazione della significatività degli aspetti ambientali e della sicurezza.

Inoltre per la valutazione della significatività degli aspetti ambientali generati da interventi di manutenzione straordinaria da attività al di fuori del normale esercizio, da cantieri temporanei di perforazione, di revamping e da attività legate ai fornitori, si adotta la medesima metodologia.
A tale scopo vengono previsti nel corso dell'anno audit specifici ai fornitori presenti nei vari siti.
Di seguito viene sinteticamente esposta la metodologia applicata per l'identificazione dei potenziali impatti indotti dal progetto proposto.
Partendo da un'analisi delle singole attività di progetto verranno identificati i fattori di perturbazione da queste generati per definirne in seguito i relativi impatti potenziali indotti.

Per ogni fattore di perturbazione, determinante un potenziale impatto ambientale, viene valutata la relativa significatività attraverso il calcolo del PSA (parametro di significatività ambientale). Tale parametro scaturisce dal prodotto di una serie di fattori che variano a seconda se il fattore di

perturbazione risulta essere un aspetto ambientale diretto o indiretto[8], come riportato nella seguente tabella.

Tabella 4.1 – Calcolo del parametro di significatività (PSA)

Aspetti ambientali diretti	PSA = P/F * IR * L * IS * IE
Aspetti ambientali indiretti	PSA = P/F * IR * L * IS * IG

I fattori per il calcolo del parametro di significatività sono:

- "P/F" Probabilità/Frequenza di accadimento dell'aspetto (diretto o indiretto) (ved Tabella 4.2);
- "IR" Gravità dell'impatto-ambientale (per gli aspetti diretti e indiretti) (ved Tabella 4.3);
- "L" Conformità normativa dell'impatto ambientale (ved Tabella 4.4);
- "IS" da ensibilità ambientale verso il potenziale impatto associato ai singoli aspetti (per gli aspetti diretti e indiretti) (ved Tabella 4.5);
- "lE" Adeguatezza tecnologica (solo per gli aspetti ambientali diretti) (ved

[8] *Aspetti ambientali diretti:* sono connessi ad attività, prodotti o servizi su cui l'Organizzazione esercita un controllo gestionale totale e locale. Essi includono tutti gli aspetti che possono avere impatti ambientali positivi o negativi sull'ambiente circostante.
L'Organizzazione è in grado di tenere sotto controllo tali impatti monitorando e sorvegtando gli aspetti ambientali (emissioni, scarichi, rifiuti, etc.) attraverso analisi dei parametri fisici, chimici e biologici, procedure operative, coinvolgimento del personale, gestione delle emergenze, manutenzione, etc. per un miglioramento continuo della qualità dell'ambiente.
Aspetti ambientali indiretti : sono aspetti ambientali sui quali un'Organizzazione può non avere un controllo gestionale totale.
Essi possono includere, ad esempio, questioni relative al prodotto (progettazione, sviluppo, Irasporlo, uso e recupero/smaltimento dei rifiuti) ed ai comportamenti ambientali di appaltatori, subappaltatori e fornitori.
La capacità di gestire e migliorare tali aspetti dipende, quindi, dal comportamento di un soggetto estemo non completamente controllabile da parte dell'organizzazione (es. privati cittadini, categorie di consumatori, appaltatori, fornitori ecc.).
Una corretta gestione di tali aspetti dipende dalla capacità dell'organizzazione di attivare i soggetti intermedi e farli partecipare all'attuazione dei programmi ambientali.

Tabella 4.6);

- "IG" Livello di controllo gestionale (solo per gli aspetti ambientali indiretti) (ved Tabella 4.7).

Circa il range di valutazione vedasi le tabelle di seguito elencate:

Tabella 4.2 – Valutazione pametro P/F

FATTORI DI VALUTAZIONE ASPETTI AMBIENTALI	DESCRIZIONE		RANGE DI VALUTAZIONE
Probabilità/Frequenza aspetto P/F	• **Il fattore è attribuito sia agli aspetti Diretti che Indiretti** • La probabilità è riferita agli aspetti ambientali che possono verificarsi in condizioni di emergenza • La frequenza è riferita agli aspetti ambientali che si verificano in condizioni normali o di avviamento/fermata		valore crescente da 1 a 4
GIUDIZIO	**CRITERIO DI VALUTAZIONE**		**VALORE**
	Probabilità	**Frequenza**	
Bassa	Aspetto mai verificato	Discontinua annuale o superiore	1
Media	Aspetto già verificato almeno una volta	Discontinua settimanale-mensile	2
Discreta	Aspetto già verificato almeno una volta negli ultimi 5 anni	Discontinua giornaliera	3
Alta	Aspetto già verificato almeno una volta nell'ultimo anno	Continua	4

Tabella 4.3 – Valutazione pametro IR

FATTORI DI VALUTAZIONE ASPETTI AMBIENTALI	DESCRIZIONE	RANGE DI VALUTAZIONE
Gravità impatto IR	• **Il fattore è attribuito sia agli aspetti Diretti che Indiretti** • Il fattore è legato alle caratteristiche qualitative e quantitative dell'impatto	valore crescente da 1 a 4
GIUDIZIO	**CRITERIO DI VALUTAZIONE**	**VALORE**
Assente (Impatto positivo o trascurabile)	L'impatto si considera positivo quando arreca modificazioni positive all'ambiente, ripristina condizioni naturali o comunque mitiga un precedente impatto significativo. Per esempio: ripristino ambientale, piantumazione, riutilizzo tal quale, recupero rifiuti,recupero energetico e di risorse etc.	1
Bassa	Leggere modificazioni all'ambiente: bassa concentrazione inquinante (emissioni in atmosfera, scarichi idrici, terreno, acque di falda, rifiuti), limitata pericolosità (agenti chimici, rifiuti), limitata percettibilità (odori, polveri, vibrazioni), quantità trascurabili (flussi di massa nelle emissioni in atmosfera e negli scarichi idrici, rifiuti), valori trascurabili (rumore esterno, campi elettromagnetici), consumi contenuti (acqua, energia)	2
Media	Discrete modificazioni all'ambiente: media concentrazione inquinante (emissioni in atmosfera, scarichi idrici, terreno, acque di falda, rifiuti), media pericolosità (agenti chimici, rifiuti), media percettibilità (odori, polveri, vibrazioni) quantità discrete (flussi di massa nelle emissioni in atmosfera e negli scarichi idrici, rifiuti), valori discreti (rumore esterno, campi elettromagnetici), consumi nella norma (acqua, energia)	3
Alta	Pesanti modificazioni all'ambiente: alta concentrazione inquinante (emissioni in atmosfera, scarichi idrici, terreno, acque di falda, rifiuti), elevata pericolosità (agenti chimici, rifiuti), elevata percettibilità (odori, polveri, vibrazioni), quantità notevoli (flussi di massa nelle emissioni in atmosfera e negli scarichi idrici, rifiuti), valori notevoli (rumore esterno, campi elettromagnetici), consumi ingenti (acqua, energia)	4

Tabella 4.4 – Valutazione pametro L

FATTORI DI VALUTAZIONE ASPETTI AMBIENTALI	DESCRIZIONE	RANGE DI VALUTAZIONE
Conformità Normativa L	• **Il fattore è attribuito sia agli aspetti Diretti che Indiretti** • Il fattore è legato alla conformità alle eventuali prescrizioni legali connesse all'impatto ambientale ed a carico dell'organizzazione	**valore crescente da 1 a 4**
GIUDIZIO	**CRITERIO DI VALUTAZIONE**	**VALORE**
Ottimo	Assenza limiti e/o prescrizioni legali	1
Buono-Discreto	Rispetto di limiti e/o prescrizioni legali generali	2
Sufficiente	Al limite del rispetto di limiti e/o prescrizioni legali assai specifiche	3

FATTORI DI VALUTAZIONE ASPETTI AMBIENTALI	DESCRIZIONE	RANGE DI VALUTAZIONE
Conformità Normativa L	• **Il fattore è attribuito sia agli aspetti Diretti che Indiretti** • Il fattore è legato alla conformità alle eventuali prescrizioni legali connesse all'impatto ambientale ed a carico dell'organizzazione	**valore crescente da 1 a 4**
GIUDIZIO	**CRITERIO DI VALUTAZIONE**	**VALORE**
Insufficiente	Mancato rispetto di limiti e/o prescrizioni legali	4

Tabella 4.5 – Valutazione pametro IS

FATTORI DI VALUTAZIONE ASPETTI AMBIENTALI	DESCRIZIONE	RANGE DI VALUTAZIONE
Sensibilità ambientale circostante IS	• **Il fattore è attribuito sia agli aspetti Diretti che Indiretti**	valore crescente da 1 a 4
GIUDIZIO	**CRITERIO DI VALUTAZIONE**	**VALORE**
Ambiente non sensibile	Il Sito/ambiente è insensibile agli aspetti in esame ed ai relativi impatti. L'aspetto in esame non è mai stato oggetto di lamentele o interessamento né da parte esterna né da parte interna all'impresa	1
Ambiente terrestre sensibile	Il Sito/ambiente è sensibile agli aspetti ambientali in esame ed ai relativi impatti.	2
Ambiente marittimo/costiero sensibile	Il Sito/ambiente è sensibile all'aspetto in esame ed al relativo impatto.	3
Ambiente molto sensibile	Il Sito ricade in aree a elevata sensibilità. Aree protette, vincoli paesaggistici, vincoli idrogeologici etc. Aree ad alta densità umana.	4

Tabella 4.6 – Valutazione pametro IE

FATTORI DI VALUTAZIONE ASPETTI AMBIENTALI	DESCRIZIONE	RANGE DI VALUTAZIONE
Adeguatezza tecnologica IE	• **Il fattore è attribuito ai soli aspetti Diretti** • Livello tecnologico applicato rispetto alle migliori tecnologie disponibili • Confronto con il livello tecnologico applicato da aziende del settore • Grado di applicazione degli standard di buona tecnica stabiliti a livello nazionale ed internazionale • Grado di importanza attribuito alla manutenzione	valore decrescente da 4 a 1
GIUDIZIO	**CRITERIO DI VALUTAZIONE**	**VALORE**
Ottima	L'aspetto in esame non risulta significativamente migliorabile, alla luce dei livelli standard del settore, mediante interventi economicamente praticabili. L'aspetto non richiede inoltre particolari controlli.	1
Discreta	L'aspetto in esame non risulta significativamente migliorabile, alla luce dei livelli standard del settore, mediante interventi economicamente praticabili. L'aspetto risulta inoltre agevolmente controllabile mediante idonei interventi tecnici e/o organizzativi (es. manutenzione, controlli ispettivi, ...).	2
Media	L'aspetto in esame risulta migliorabile in modo chiaramente individuato, con interventi (tecnici o organizzativi) economicamente praticabili e rispondenti ai livelli standard del settore.	3
Scarsa	L'aspetto in esame risulta al di sotto dei livelli standard del settore ed è migliorabile in modo determinante e ben individuato.	4

Tabella 4.7 – Valutazione pametro IG

FATTORI DI VALUTAZIONE ASPETTI AMBIENTALI	DESCRIZIONE	RANGE DI VALUTAZIONE
Livello di controllo IG	• **Il fattore è attribuito ai soli aspetti Indiretti** • Impatto che può essere influenzato o controllato con un'azione preventiva o con un'attività di sorveglianza • Impatto che può essere influenzato con azioni di sensibilizzazione, formazione, coordinamento, incentivazione	Valore decrescente da 4 ad 1
GIUDIZIO	**CRITERIO DI VALUTAZIONE**	**VALORE**
Alto	L'aspetto ambientale è controllabile dell'organizzazione con interventi finalizzati e con procedure sulle modalità di comportamento	1
Medio-Alto	L'aspetto ambientale è indirettamente controllabile dall'organizzazione tramite incentivazioni, azioni preventive ed attività di sorveglianza	2
Medio-Basso	L'aspetto ambientale è influenzabile dall'organizzazione tramite azioni di formazione sui soggetti interessati e/o azioni di coordinamento	3
Basso	L'aspetto ambientale è scarsamente influenzabile dall'organizzazione tramite la sensibilizzazione dell'opinione pubblica e dei soggetti interessati	4

In funzione del valore calcolato è possibile associare ad ogni fattore perturbativo, indotto dalle singole azioni di progetto, un giudizio di significatività come da tabella a seguire.

Tabella 4.8 – Giudizio associato al parametro di significatività (PSA)

Parametro di Significatività (PSA)	Giudizio	
1-16	Trascurabile	
17-64	Bassa	
65-256	Media	
> di 256 (valore max 1024)	Alta	

L'analisi effettuata, illustrata nella Tabella 4.9 scaturisce dalle attività di progetto, così come descritte nel presente SIA, e dalle valutazioni e attribuzioni del range di valutazione, con i relativi valori crescenti o decrescenti, effettuate da competente e qualificato gruppo di lavoro.

In una seconda fase verranno stimati gli impatti a partire delle componenti ambientali considerate nello studio. Per ogni componente ambientale verranno quindi illustrate le dovute considerazioni di stima sugli effettivi impatti finali indotti.

4.1.1 Analisi delle attività di progetto, identificazione dei fattori di perturbazione e calcolo della significatività degli impatti ambientali

Il processo di analisi del progetto e dell'ambiente applicato nello studio, un procedimento che prevede la scomposizione del progetto in fasi operative e dell'ambiente in componenti, in linea con quanto stabilito dalla normativa riguardante la V.I.A., per attività di coltivazione di idrocarburi in mare (All. IV/b della L.526/94 nonché le indicazioni contenute nel D.Lgs. 152/06, All V alla parte seconda).

Nel presente studio sono state considerate le seguenti *fasi operative*:

- Perforazione:
  - adeguamento piattaforma Rospo B;
  - installazione impianto di perforazione;
  - perforazione e prove di produzione;
  - rimozione impianto di perforazione;
- Esercizio:
  - estrazione e separazione dei fluidi idrocarburici.

Per ogni singola fase di progetto sono state individuate diverse sottofasi e per ognuna di queste le relative attività considerate in grado di generare perturbazioni sulle componenti ambientali.

Di seguito a tale analisi del progetto, ad ogni singola attività individuata sono stati associati i relativi fattori perturbativi e per ognuno di questi è stata data indicazione del potenziale impatto ambientale che potrebbe essere generato.

In Tabella 4.9 viene illustrata l'analisi sopra descritta. Nell'individuazione delle attività di progetto sono state trascurate, sulla base delle conoscenze acquisite, quelle ritenute non significative relativamente alla generazione degli impatti ambientali.

Sono state invece indicate anche attività i cui impatti potenziali sono relativi alle sole eventualità di condizioni operative anomale e di condizioni operative di emergenza, come espressamente indicato in tabella.

Relativamente alla fase di esercizio, sono stati considerati solo gli impatti aggiuntivi generati dall'operatività dei nuovi pozzi rispetto all'attuale stato di fatto di produzione dei pozzi attualmente afferenti al campo Rospo Mare.

Tabella 4.9 – Aspetti ed impatti ambientali e relativa valutazione

Fase di progetto	Sottofase di progetto	Attività	Fattore perturbativo	Impatto potenziale	Aspetto Diretto/Indiretto		Condizioni operative (1)			PARAMETRI DI VALUTAZIONE							Parametro di significatività
					D	I	N	A	E	P	F	IR	L	IS	IE	IG	PSA
Perforazione nuovi pozzi	Adeguamento piattaforma Rospo B	Adeguamento Deck Rospo B	Operazioni di smantellamento, modifica, protezioni e adeguamenti	Emissioni in atmosfera (mezzi navali)	x		x			1		3	2	2	2		24,0
				Generazione traffico marittimo	x		x			1		3	2	2	2		24,0
		Battitura Conductor Pipe	Battitura pali	Interazione con fondale - Flora, Fauna ed ecosistemi	x		x			1	3	2	2	2	1		24,0
				Interazione con la pesca	x		x			1	3	1	2	2	1		12,0
				Generazione rumore/vibrazioni	x		x			4		2	2	2	1		32,0
				Aumento luminosità notturna	x		x			3		2	2	2	1		24,0
			Utilities a servizio	Generazione rumore/vibrazioni	x		x			4		2	2	2	1		32,0
				Emissioni in atmosfera	x		x			4		2	2	2	1		32,0
				Generazione acque reflue civili e residui alimentari dopo trattamento	x		x	x		4		2	2	2	1		32,0
				Generazione rifiuti - aumento traffico marittimo	x		x			3		2	2	2	1		24,0
					x				x	3		2	2	2	1		24,0
				Consumo energetico (diesel)	x		x			4		2	2	2	1		32,0
	Installazione impianto di perforazione	Trasporto Jack-up	Trasporto con bettolina e mezzi navali di supporto al punto di installazione	Emissioni in atmosfera (mezzi navali)		x	x			2		2	2	2		1	16,0
				Generazione traffico marittimo		x	x			2		2	2	2		1	16,0
				Consumo energetico (diesel mezzi navali)		x	x			2		2	2	2		1	16,0
		Posizionamento Jack-up	Infissione gambe nel fondale	Interazione con fondale - Flora, Fauna ed ecosistemi	x		x			4		2	2	2	1		32,0
	Operazione di perforazione	Funzionamento impianto di perforazione	Generazione elettrica	Consumo energetico (diesel motori)	x		x			4		2	2	3	1		48,0
				Emissioni in atmosfera	x		x			4		2	2	3	1		48,0
				Generazione rifiuti - aumento traffico marittimo	x		x			4		2	2	2	1		32,0
					x				x	4		2	2	2		1	32,0
			Utilizzo fanghi	Utilizzo chemicals	x			x		4		2	2	3	1		48,0
					x			x		4		2	2	3	1		48,0
				Consumo risorse naturali (per es. acqua)	x		x			4		2	2	3	1		48,0
				Generazione rifiuti - aumento traffico marittimo	x		x			4		2	2	2	1		32,0
					x				x	4		2	2	2		1	32,0
			Pulizia serbatoi stoccaggio fanghi	Generazione rifiuti - aumento traffico marittimo	x		x			4		2	2	3	1		48,0
					x				x	4		2	2	3		1	48,0
			Rotazione aste di perforazione (azione di scavo)	Generazione rumore/vibrazioni	x		x			4		2	2	2	1		32,0
				Generazione rifiuti - aumento traffico marittimo	x		x			4		2	2	2	1		32,0
					x				x	4		2	2	2		1	32,0
				Contatto diretto con suolo e sottosuolo	x		x			4		2	2	2	1		32,0
				Presenza fisica della struttura	x		x			4		2	2	2	1		32,0
			Modulo alloggi	Generazione acque reflue civili e residui alimentari dopo trattamento	x		x			4		2	2	3	1		48,0
				Generazione rifiuti - aumento traffico marittimo	x		x			4		2	2	2	1		32,0
					x				x	4		2	2	2	1		32,0
			Illuminazione di Servizio-Sicurezza	Aumento luminosità notturna	x		x			4		2	2	2	1		32,0
			Stoccaggio sostanze/trasbordo bettolina-jack up sostanze	Sversamenti a mare	x			x	x	4		2	2	3		1	48,0
			Blowout	Fuoriuscita incontrollata dei fluidi di strato (gas, olio, acqua di strato) dal pozzo.	x				x	1		4	3	4		1	48,0
					x				x	1		4	3	4		1	48,0
					x				x	1		4	3	4		1	48,0
		Prove di produzione dei pozzi in perforazione	Invio gas in fiaccola	Emissioni in atmosfera	x		x			4		2	2	2		1	32,0

Fase di progetto		Sottofase di progetto	Attività	Fattore perturbativo	Impatto potenziale	Aspetto Diretto/Indiretto		Condizioni operative ([1])			PARAMETRI DI VALUTAZIONE							Parametro di significatività
						D	I	N	A	E	P	F	IR	L	IS	IE	IG	PSA
		Supporto al Jack-up	Trasporto materiali, sostanze, ecc. con bettolina	Generazione traffico marittimo	Inquinamento atmosferico	x		x			4		2	2	2	1		32,0
	Rimozione impianto di perforazione	Scollegamento Jack-up	Rimozione gambe dal fondale	Interazione con fondale - Flora, Fauna ed ecosistemi	Alterazione di habitat	x		x			4		2	2	2	1		32,0
		Trasporto Jack-up	Trasporto con bettolina e mezzi navali di supporto al punto di installazione	Emissioni in atmosfera (mezzi navali)	Inquinamento atmosferico		x	x			2		2	2	2		1	16,0
				Generazione traffico marittimo	Inquinamento atmosferico		x	x			2		2	2	2		1	16,0
				Consumo energetico (diesel mezzi navali)	Utilizzo di risorse naturali		x	x			2		2	2	2		1	16,0
	Ripristino piattaforma Rospo B	Adeguamento Deck Rospo B	Operazioni di smantellamento, modifica, protezioni e adeguamenti	Emissioni in atmosfera (mezzi navali)	Inquinamento atmosferico	x		x			1		3	2	2	2		24,0
				Generazione traffico marittimo	Inquinamento atmosferico	x		x			1		3	2	2	2		24,0
Esercizio	Produzione	Estrazione fluidi idrocarburici	Depletamento del giacimento	Effetti di subsidenza	Variazione suolo e sottosuolo	x		x			3		2	2	1	1		12,0
		Separazione fluidi idrocarburici	Invio gas in fiaccola	Emissioni in atmosfera	Inquinamento atmosferico	x		x			2		2	3	3	1		36,0
			Reiniezione acque di strato	Aumento viaggi di trasporto acque da Alba Marina a Rospo B	Inquinamento atmosferico	x		x			3		2	2	1	1		12,0
			Produzione olio	Aumento del traffico marittimo	Inquinamento atmosferico	x		x			3		2	2	1	1		12,0

([1]) **N:** condizioni operative Normali; **A**: condizioni operative Anomale; **E:** condizioni operative di Emergenza.

4.1.2 Componenti ambientali considerate

Le componenti ambientali considerate per valutare l'interferenza degli impatti potenzialmente indotti dal progetto, anche in relazione alla tipologia di impatti riscontrati nell'analisi condotta nel paragrafo 4.1.1, sono le seguenti:

- atmosfera;
- ambiente idrico (caratteristiche della colonna d'acqua);
- suolo e sottosuolo (caratteristiche dei sedimenti del fondo marino);
- fattori di tipo fisico (clima acustico, vibrazioni ed illuminazione notturna);
- vegetazione, flora e fauna ed ecosistemi (caratteristiche delle associazioni animali e vegetali della colonna d'acqua e del fondo marino);
- utilizzo risorse naturali;
- consumi energetici.

Alle componenti ambientali sopra riportate è stata aggiunta la seguente componente antropica:

- aspetti socio-economici.

Le caratteristiche del contesto ambientale interessato dalle operazioni sono trattate nel dettaglio nel Capitolo 3.

4.2 Stima delle interferenze sulle diverse componenti ambientali

L'analisi delle varie fasi del progetto ha permesso di evidenziare gli impatti potenzialmente presenti, molti dei quali già in parte mitigati o annullati dagli accorgimenti progettuali ed operativi adottati nella progettazione ed esecuzione delle attività previste. Molte misure di mitigazione sono state infatti già previste nelle scelte progettuali adottate da Edison (vedi Capitolo 2 e paragrafo 4.11), sulla base dell'esperienza maturata in progetti analoghi a quello proposto.

Inoltre, occorre tener presente che la maggior parte delle interferenze saranno limitate alla sola fase di perforazione che comunque rappresenta una attività temporanea.

Nei paragrafi seguenti vengono valutati gli effettivi impatti finali generati sulle singole componenti ambientali considerate.

4.2.1 Matrice di correlazione azioni di progetto - matrici ambientali

Al fine di relazionare gli impatti indotti in ogni fase di progetto con le componenti ambientali individuate nel paragrafo 4.1.2, è stata elaborata la matrice riassuntiva riportata nella Tabella 4.10, nella quale viene data indicazione della persistenza degli impatti potenziali generati nelle diverse fasi del progetto sulle specifiche componenti ambientali, dei possibili impatti ritenuti positivi nonché degli impatti potenzialmente presenti ma annullati dalle misure di prevenzione adottate.

Tabella 4.10 **– Matrice di correlazione azioni di progetto - matrici ambientali**

FASI DI PROGETTO			MATRICI						
			ATMOSFERA	AMBIENTE IDRICO	SUOLO E SOTTOSUOLO	FATTORI DI TIPO FISICO (CLIMA ACUSTICO, VIBRAZIONI, ILLUMINAZIONE NOTTURNA-PRESENZA IMPIANTO DI PERFORAZIONE)	VEGETAZIONE, FLORA, FAUNA ED ECOSISTEMI	UTILIZZO RISORSE NATURALI	ASPETTI SOCIO-ECONOMICI
Perforazione nuovi pozzi	**Adeguamento piattaforma Rospo B**	Adeguamento piattaforma Rospo B							
		Battitura Conductor Pipe							
	Installazione impianto di perforazione	Trasporto Jack-up							
		Posizionamento Jack-up							
	Perforazione e prove di produzione	Funzionamento impianto di perforazione							
		Prove di produzione							
		Supporto al Jack-up							
	Rimozione impianto di perforazione	Scollegamento Jack-up							
		Trasporto Jack-up							
	Ripristino piattaforma Rospo B	Lavori di ripristino piattaforma Rospo B							
Esercizio	**Produzione**	Estrazione fluidi idrocarburici							
		Separazione fluidi idrocarburici							

Legenda:

- Impatto presente fino alla persistenza delle opere progettuali
- Impatto limitato alla fase di realizzazione delle opere
- Impatto potenzialmente presente annullato dalle misure di prevenzione
- Impatto positivo
- Impatto nullo

4.2.2 Criteri per il Contenimento degli Impatti indotti dall'Intervento

Nel corso dello sviluppo del progetto sono state individuate una serie di azioni ed accorgimenti progettuali per ridurre eventuali effetti negativi sulle singole variabili ambientali. È infatti possibile che alcune delle scelte progettuali previste inizialmente, sebbene tecnicamente ed economicamente accettabili o preferibili, avrebbero causato impatti più significativi dal punto di vista ambientale.

In generale i criteri principali per limitare o compensare le eventuali interferenze sull'ambiente generate dall'esecuzione del progetto sono:

- *evitare l'impatto completamente*, non eseguendo un'attività o una parte di essa;
- *minimizzare l'impatto*, limitando la magnitudo o l'intensità di un'attività;
- *ridurre o eliminare l'impatto* tramite operazioni di salvaguardia e di
- *manutenzione* durante il periodo di realizzazione e di esercizio dell'intervento;
- *compensare l'impatto*, procurando o introducendo risorse sostitutive.

Nel caso delle attività previste nel presente studio, in considerazione della localizzazione in mare aperto delle strutture, l'entità degli impatti potenziali e residui è tale da non richiedere misure di compensazione particolari. Per quanto concerne i detriti ed i fanghi di perforazione, in particolare non verrà effettuato alcuno scarico a mare dalla piattaforma.

4.3 Atmosfera

Nel Quadro Ambientale viene descritta la meteo-climatologia dell'Adriatico centrale (caratteristiche climatiche, meteorologiche, meteo-oceanografiche ed idrodinamiche, regime ondoso, correntometrico e mareografico).

La caratterizzazione meteo-climatica e oceanografica fornita su basi bibliografiche, tuttavia, è ottenuta mediante stazioni ubicate sulla terraferma. Nel caso del progetto Rospo Mare, poichè le installazioni sono localizzate in mare aperto, non è stato possibile effettuare una valutazione dello stato attuale della qualità dell'aria nella zona direttamene interessata dalle attività in oggetto. Pertanto, si è ritenuto opportuno considerare i dati relativi ad uno studio anemologico effettuato da Edison riguardanti il triennio 1989 - 1992, utili per la caratterizzazione dei venti nell'area di interesse e per le successive simulazioni di dispersione degli inquinanti.

Ai fini della valutazione degli effetti indotti dal progetto sull'atmosfera è stato effettuato uno studio sulla dispersione degli inquinanti in atmosfera e sugli effetti di ricaduta. Nei successivi paragrafi vengono illustrati in dettaglio i metodi e i risultati delle stime effettuate mediante modello di calcolo.

4.3.1 Studio modellistico

Come anticipato in precedenza per una attenta valutazione della dispersione degli inquinanti nell'aria ambiente durante le diverse fasi è stata effettuata una simulazione mediante software di calcolo della ricaduta degli inquinanti WinDimula.

Il software di simulazione utilizzato (WinDimula), impiegato per la simulazione della dispersione degli inquinanti nell'aria ambiente, è inserito nei rapporti ISTISAN 90/32 ("Modelli per la progettazione e valutazione di una rete di rilevamento per il controllo della qualità dell'aria") e ISTISAN 93/36 ("Modelli ad integrazione delle reti per la gestione della qualità dell'aria"), in quanto corrispondente ai requisiti qualitativi per la valutazione delle dispersioni di inquinanti in atmosfera in regioni limitate ed in condizioni atmosferiche sufficientemente omogenee e stazionarie.

Il modello è risultato adatto al tipo di simulazione, poiché il campo Rospo Mare è localizzato nell'offshore adriatico a distanza di circa 20 km dalle coste, ragione per cui la dispersione degli inquinanti in atmosfera non risulta soggetta a fenomeni pertubazionali determinati dalla interazione costa-mare.

DIMULA è un modello gaussiano multisorgente che consente di effettuare simulazioni in condizione short term ed in condizione long term, considerando anche situazioni meteorologiche di calma di vento e di inversione in quota. I modelli gaussiani si basano su una soluzione analitica esatta dell'equazione di trasporto e diffusione in atmosfera ricavata sotto particolari ipotesi semplificative. La forma della soluzione è di tipo gaussiano ed è controllata da una serie di parametri che riguardano sia l'altezza effettiva del rilascio per sorgenti calde, calcolata come somma dell'altezza del camino più il sovralzo termico dei fumi, che la dispersione laterale e verticale del pennacchio calcolata utilizzando formulazioni che variano al variare della stabilità atmosferica, descritta utilizzando le sei classi di stabilità introdotte da Pasquill-Turner.

La distanza del Campo Rospo mare dalla costa di circa 20 km e quindi l'assenza di possibili interazioni zona litorale-mare ha permesso l'utilizzo di questo programma. Il modello richiede l'immissione dei dati di input attraverso le seguenti schede:

- *Scansione temporale: s*celta fra il modulo short term che permette di calcolare la distribuzione spaziale sul territorio delle concentrazioni al suolo dell'inquinante considerato

sul breve periodo e il modulo climatologico che permette di calcolare la distribuzione spaziale sul territorio delle concentrazioni al suolo dell'inquinante considerate mediate su lunghi periodi;

- *Reticolo*: definizione di un reticolo di calcolo attraverso il quale il territorio oggetto di studio è suddiviso in maglie omogenee;
- *Parametri avanzati*: definizione di alcuni parametri dell'equazione gaussiana;
- *Sorgenti*: definizione dei dati strutturali, dei dati emissivi delle sorgenti e rispettivi fattori di emissione;
- *Dati meteo*: Scelta tra l'utilizzo di una sequenza di dati meteo o l'utilizzo di un'unica situazione meteorologica.

4.3.1.1 Metodologia

Di seguito vengono descritte le condizioni di simulazione adottate e le metodologie di analisi e di valutazione dei risultati.

Scansione temporale

Le simulazioni sono state eseguite utilizzando il modulo chiamato "short term" che permette di calcolare la distribuzione spaziale sul territorio delle concentrazioni al suolo degli inquinanti considerati riferiti al breve periodo. L'utilizzo di questo modello nelle condizioni più critiche (ad es. assenza vento, continuità dell'emissione alla massima portata ipotizzata nelle diverse situazioni di operatività dell'impianto) risulta di gran lunga più cautelativo rispetto al "*modello climatologico*" utilizzato dal software, in quanto questo si fonda sulla conoscenza di dati climatologici variabili nell'arco giornata (cioè considera ad esempio la durata della calma di vento, la direzione, intensità e durata del vento, ecc.).

Il modulo "short term" viceversa individua una sola situazione meteo costante per l'intera giornata. Tale modulo è stato utilizzato, oltre che per l'impostazione più cautelativa della valutazione previsionale, anche per una migliore verifica del rispetto dei limiti di legge: il "modulo climatologico" infatti consente solo considerazioni qualitative e non quantitative. L'utilizzo del modello climatologico, inoltre, fornirebbe concentrazioni degli inquinanti più basse, diluendo gli inquinanti nello spazio per l'azione del vento ed attenuandoli per effetto delle differenti situazioni di stabilità atmosferica che si possono presentare nell'arco dell'anno.

Estensione del dominio

La simulazione è stata eseguita con l'impostazione del dominio orografico attraverso un reticolo di 151 x 151 nodi con un passo di 40 m, per uno sviluppo di 6 km x 6 km dal centro considerato nella posizione dell'impianto jack up.

Condizioni meteo climatiche

Per poter effettuare un confronto con i limiti normativi si è preferito fare una modellazione di dispersione degli inquinanti in modalità short term con diversi scenari previsionali. Nella procedura di simulazione si dovrebbe cercare di rappresentare le situazioni meteo-climatologiche locali più realistiche considerando un arco di tempo di almeno un anno; tuttavia, in mancanza di dati specifici inerenti tutti i parametri necessari, si è operato cercando di rappresentare le situazioni climatologiche più gravose per il sito.

Nella fattispecie si è fatto riferimento sia alla descrizione delle condizioni meteo-climatiche riportate nel Paragrafo 3.4.1 sia ad uno studio condotto da Edison, illustrato nel Paragrafo 3.4.2, esteso nell'arco di tre anni, volto a determinare le migliori condizioni per poter effettuare l'allibo.

Secondo i dati, riportati e illustrati nel Paragrafo 3.4.2 del Quadro Ambientale, risulta che i venti predominanti sono quelli del quarto quadrante ed in particolare quelli con direzione NW, pari a 315°, mentre la velocità media calcolata è di 8 m/s.

La classificazione di Pasquill dell'instabilità atmosferica individua sette classi (A,B,C,D,E,F+G) dalla più instabile a quella più stabile, più la nebbia. La stabilità verticale dell'atmosfera è un indice del grado di turbolenza dell'atmosfera e quindi della capacità dell'atmosfera di disperdere gli inquinanti in essa presenti. Essa viene definita empiricamente mediante opportuni algoritmi che utilizzano le determinazioni sperimentali della velocità del vento, della copertura nuvolosa e dell'altezza del sole sull'orizzonte.

Dalla bibliografia scientifica di settore e da altri studi si evince innanzitutto la consueta distribuzione in cui le prime classi corrispondenti all'instabilità dell'atmosfera sono più frequenti nella stagione calda e nelle ore centrali della giornata, durante le quali, dunque, il rimescolamento verticale e di conseguenza la diluizione delle nubi inquinanti risultano favoriti, mentre le classi stabili sono invece caratteristiche della stagione fredda e delle ore notturne alle quali sono spesso associate le inversioni del gradiente di temperatura che impediscono la diluizione.

Lo studio dispersivo degli inquinanti dell'aria richiede l'individuazione delle condizioni meteorologiche in corrispondenza delle quali saranno effettuate le simulazioni modellistiche alle diverse scale spaziali. A tal fine sono stati individuati un insieme di situazioni meteorologiche caratteristiche delle diverse situazioni dispersive considerando, in particolare quelle condizioni meteorologiche che inibendo la diluizione delle nubi inquinanti determinano fenomeni di elevato

inquinamento (scenari A e B) e che quindi permettono all'inquinante di raggiungere distanze di dispersioni maggiori.

In base a tali considerazioni e ai dati forniti dal succitato studio anemologico realizzato da Edison nel periodo 1989-1992, sono stati stabiliti due scenari utilizzati nella realizzazione delle simulazioni di dispersione degli inquinanti in atmosfera così come brevemente riportati nella tabella a seguire.

Tabella 4.11 – Scenari di simulazione

	Classe di stabilità	Velocità del vento (m/s)	Direzione del vento (°)
Scenario A	Calma	-	-
Scenario B	E	8	315

Inquinanti considerati

Per ciascun episodio e scenario di emissione considerato, vengono riportate le mappe (massimi orari) di concentrazione al suolo ottenute per l'SO_2, ritenuto l'inquinante più rappresentativo per il progetto in esame, in ragione delle maggiori portate di emissione. Per CO e NO_2 saranno riportati i risultati in forma tabellare con relative considerazioni in base alla legislazione vigente.

Ai fini della valutazione del potenziale impatto sulla componente indotto dalle attività proposte, occorre sottolineare come i dati considerati sono rappresentativi di uno scenario sicuramente "conservativo" rispetto a quello reale. Infatti, per ciascun episodio simulato, si è stato ipotizzato che tutte le attività di ciascuna fase vengano svolte contemporaneamente, incluso il traffico marittimo, situazione decisamente sovrastimata rispetto a quella realmente attesa.

Sorgenti considerate

Ai fini del calcolo sono state considerati le seguenti:

- supply vessel,
- jack up Stewart,
- torcia RSM-B,
- caldaie RSM-B.

Nel successivo sottoparagrafo saranno identificate le specifiche sorgenti attive nelle singole fasi del progetto mentre la figura a seguire mostra la disposizione assunta per le sorgenti.

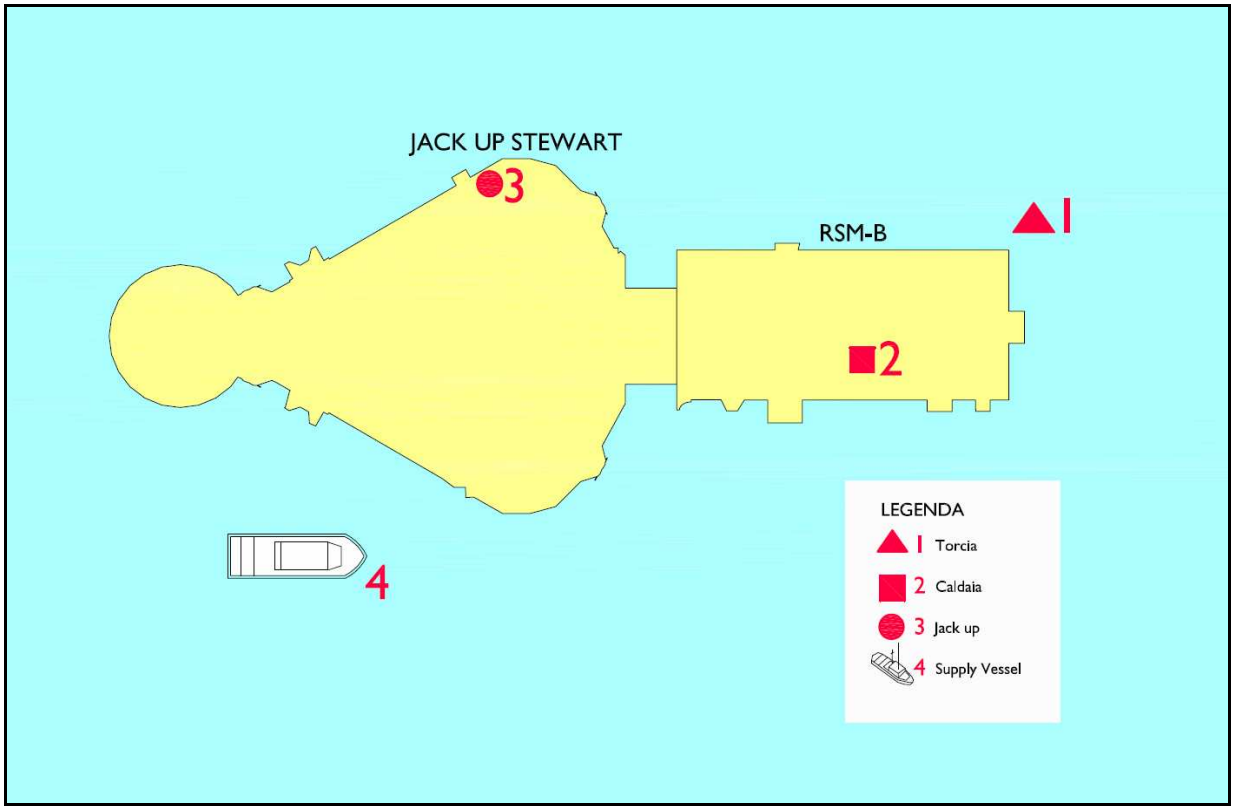


Figura 4.1 – Sorgenti durante le fasi di progetto

Di seguito vengono dettagliati i fattori di emissioni utilizzati per le singole sorgenti.

A. Per il supply vessel si è fatto riferimento a fattori di emissione bibliografici e per il consumo di combustibile alla scheda tecnica del *Med Nove* (tipologia di supply vessel che verrà utilizzata durante le diverse fasi di progetto). Dai dati tecnici data sheet del vessel risulta un consumo di combustibile a circa 450 kg/h nella condizione di velocità costante a 12 nodi.

Tabella 4.12 – Fattori di emissione per supply vessel

INQUINANTE	g/kg(COMBUSTIBILE)	g/s
NOx	12,73	1,62
SO_2	10,18	1,29
CO	1,52	0,19

Fonte:http://www.tceq.state.tx.us/assets/public/implementation/air/am/workshop/20061012-13/20061012am/07-Emissions_from_Ships_And_Offshore_Platforms-Eric_Williams.pdf

Per il PTS è stato utilizzato il valore di 0,04 g/s (come risulta da altri studi).

B. Per il jack up Stewart si è fatto riferimento direttamente ai ratei di emissioni forniti dalla casa costruttrice (Engineering Department of EMD) e relativi alle due tipologie di motori presenti sull'impianto.

Tabella 4.13 – Fattori di emissione per jack up – motore 12-645-E8

INQUINANTE	POUND/h	g/h	g/s
CO	12,22	5542,90	1,54
NOx	54,82	24865,93	6,91
PTS	*	*	*
SO_2	3,25	1474,18	0,41
Idrocarburi incombusti	1,53	694,00	0,19

* dati non disponibili

Tabella 4.14 – Fattori di emissione per jack up – motore 16-645-E8

INQUINANTE	POUND/h	g/h	g/s
CO	11,30	5125,59	1,42
NOx	76,30	34609,10	9,61
PTS	*	*	*
SO_2	4,40	1995,81	0,55
Idrocarburi incombusti	2,40	1088,62	0,30

* dati non disponibili

Si evidenzia come i motori sopra riportati sono dotati di sistema di abbattimento TDC delle emissioni di NOx, garantendo una loro riduzione di circa il 35%, per cui ai fini del calcolo sono stati utilizzati rispettivamente 4,49 g/s (12-645-E8) e 6,25 g/s (16-645-E8). Inoltre si sottolinea che, da letteratura specialistica, NO_2 risulta essere quantificabile in circa il 10% delle emissioni totali di NOx.

C. Per la torcia presente sulla piattaforma si è fatto riferimento al calcolo di emissione di SO_2 (come da controllo sulla torcia stessa del Ministero delle Attività Produttive)

Tabella 4.15 – Fattori di emissione per torcia

INQUINANTE	Kg/mc (di gas inviato a torcia)
SO_2	0,18

I fattori di emissione sono forniti da US-EPA (AP-42 – Industrial flares). La stima di tali fattori sono basati su un gas con composizione standard e con un potere calorifico superiore al gas inviato in torcia:

Tabella 4.16 – Fattori di emissione per torcia

INQUINANTE	kg/mc
NOx	0,0012
Idrocarburi incombusti	0,025
CO	0,0066

Per quanto concerne le emissioni di PTS queste risultano trascurabili poiché la combustione riguarda esclusivamente composti gassosi. A seguire si riporta anche l'incremento di gas inviato in torcia (considerando le stime di produzione di olio GOR 2) per poi effettuare la stima nei diversi scenari.

Tabella 4.17 – Previsione produzione totale del campo RSM

Anno	Produzione olio (mc/anno)	Produzione olio (mc/giorno)	Gas inviato a torcia (mc/giorno)
2008	268000,00	734,25	1468,49
2009	230000,00	630,14	1260,27
2010	390000,00	1068,49	2136,99
2011	480000,00	1315,07	2630,14
2012	341000,00	934,25	1868,49
2013	262000,00	717,81	1435,62
2014	226000,00	619,18	1238,36

D. Per le caldaie presenti sulla piattaforma RSM-B si è fatto riferimento direttamente ai bollettini di analisi (relazione tecnica sulle emissioni in atmosfera ubicate nella piattaforma OffShore Rospo Mare appartenente al gruppo Edison) che presentano i risultati delle analisi effettuate sui fumi delle due caldaie. Di seguito si riportano i risultati

Tabella 4.18 – Fattori di emissione per caldaie FA 101 A – FB 101 B

Inquinante	U.M.	FA 101 A	FA 101 B
SOx (SO2)	g/h	67,9	56,5
NOx (NO2)	g/h	257,1	205,8
PTS	g/h	207,6	130,9
CO	g/h	6025,5	3249,1

Fasi di progetto

Ai fini della valutazione del potenziale impatto sulla componente atmosfera indotto dalle attività di progetto, occorre sottolineare come i dati considerati sono rappresentativi di scenari di tipo "conservativo", sicuramente peggiorativo rispetto a quello reale. Infatti, per ciascun dei casi simulati, è stato ipotizzato che tutte le attività di ciascuna fase siano svolte contemporaneamente situazione decisamente sovrastimata rispetto a quella realmente attesa.

Di seguito si riportano la presenza delle diverse sorgenti per le fasi di progetto considerate.

Tabella 4.19 – Operatività delle sorgenti

Fasi	Jack up	Torcia	Caldaie RSM-B	Supply vessel
Fase 1 (anno 2008)		x	x	
Fase 2 (anno 2010)		x	x	x
Fase 3 (anno 2010)	X	x	x	x
Fase 4 (anno 2011)		x	x	
Fase 5 (anno 2014)		x	x	

Fase 1: questa situazione rappresenta lo stato di fatto che attualmente si presenta nell'area oggetto di studio con funzionamento in continuo della torcia e delle caldaie a servizio del processo di separazione sulla piattaforma RSM-B.

Fase 2: rappresenta la fase di preparazione della piattaforma RSM-B con emissione in continuo della torcia e delle caldaie e con utilizzo del supply vessel che viene considerato in funzionamento continuo (non viene valutata come sorgente il crew boat, poiché la sua presenza è considerata saltuaria e di breve durata).

Fase 3: durante la fase di perforazione si ha contemporanea presenza di più sorgenti emissive in continuo come la torcia, le caldaie, i motori del jack-up e il supply vessel. Inoltre in tale fase viene anche valutata l'incremento sostanziale di gas inviato in torcia che potrebbe essere determinato dalla simultanea messa in produzione dei pozzi già perforati (non viene valutata come sorgente il crew boat, poiché la sua presenza è considerata saltuaria e di breve durata).

Fase 4: è stato considerato l'anno 2011 dove la produzione di olio, considerato l'incremento determinato dalla messa a regime dei nuovo pozzi, raggiunge il massimo e quindi risulta massimo anche l'invio di gas in torcia.

Fase 5: si considera l'anno 2014 dove la produzione di olio va a decrescere anche rispetto allo stato attuale.

4.3.1.2 Risultati

La tabella a seguire riassume i risultati per le simulazioni eseguite per i diversi scenari e per gli inquinanti SO_2, NO_2 e CO.

Tabella 4.20 – Risultati delle simulazioni

Fase	Inquinante	U.M.	Scenario A	Scenario B	Limiti Decreto 60/2002
FASE 1	SO_2	$\mu g/m^3$	23,0	65,1	350
	NO_2	$\mu g/m^3$	1,1	3,0	210
	CO	$\mu g/m^3$	20,4	57,9	10.000
FASE 2	SO_2	$\mu g/m^3$	44,8	94,6	350
	NO_2	$\mu g/m^3$	13,9	29,6	210
	CO	$\mu g/m^3$	23,1	49,1	10.000
FASE 3	SO_2	$\mu g/m^3$	58,3	101,0	350
	NO_2	$\mu g/m^3$	28,1	48,6	210
	CO	$\mu g/m^3$	59,3	102,7	10.000
FASE 4	SO_2	$\mu g/m^3$	41,2	117,0	350
	NO_2	$\mu g/m^3$	1,2	3,4	210
	CO	$\mu g/m^3$	21,2	60,3	10.000
FASE 5	SO_2	$\mu g/m^3$	19,5	55,2	350
	NO_2	$\mu g/m^3$	1,1	3,0	210
	CO	$\mu g/m^3$	20,4	57,7	10.000

A seguire si riportano le figure che illustrano la diffusione dell'SO_2 nelle diverse fasi di progetto e considerando le condizioni meteo-climatiche indicate negli scenari A e B.

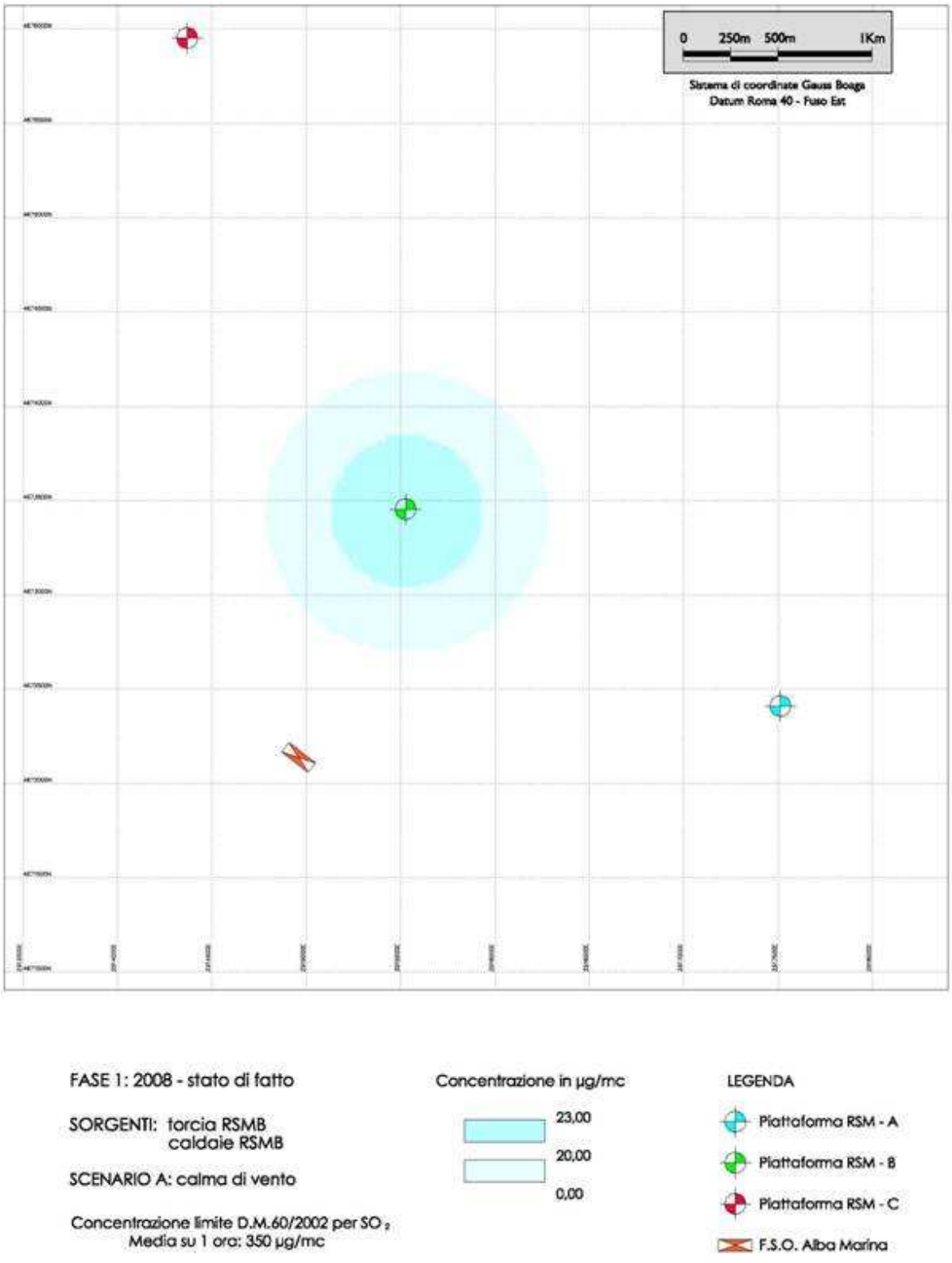


Figura 4.2 – Diffusione SO_2 in calma di vento – stato di fatto 2008

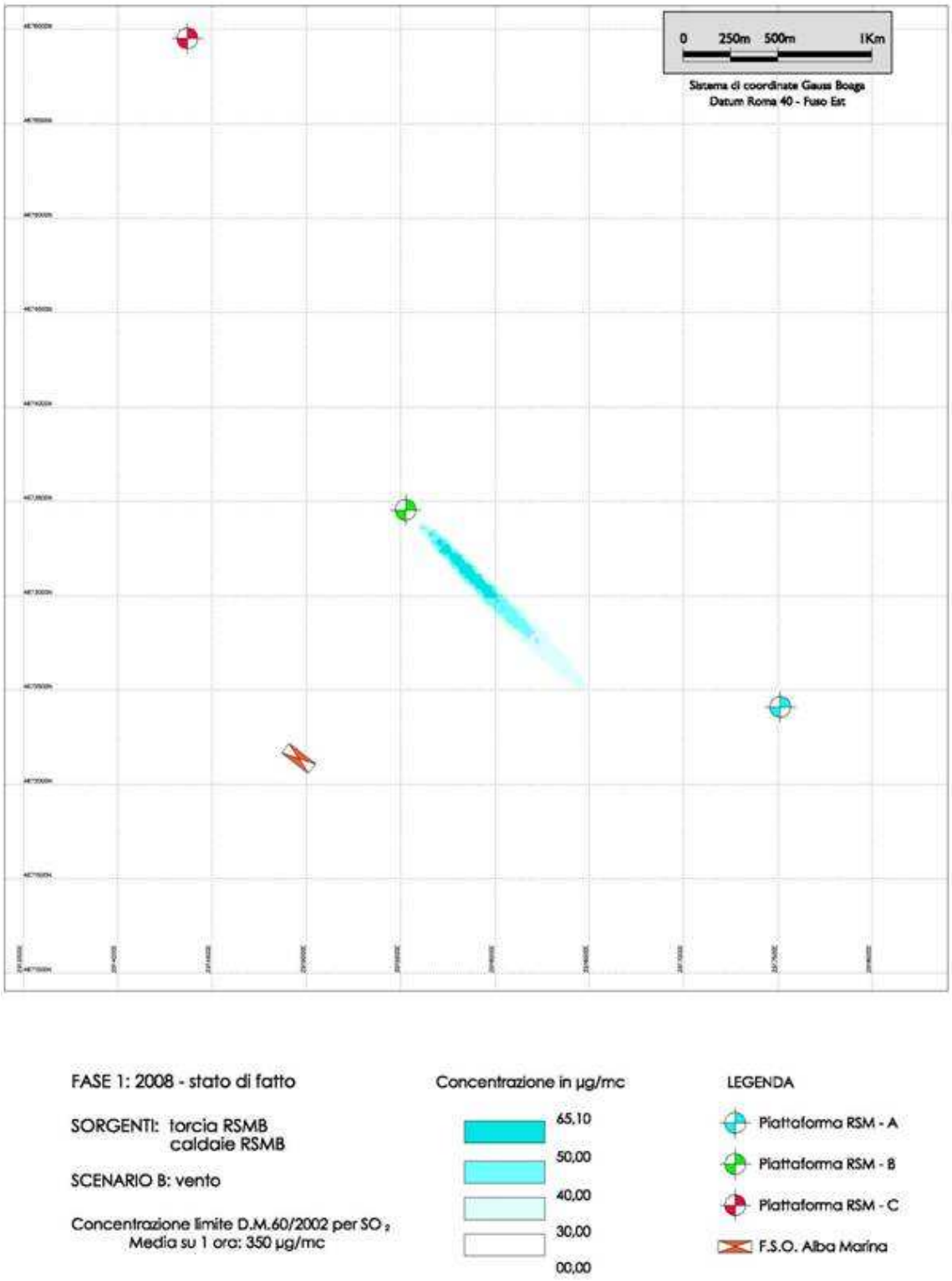


Figura 4.3 – Diffusione SO_2 con vento – stato di fatto 2008

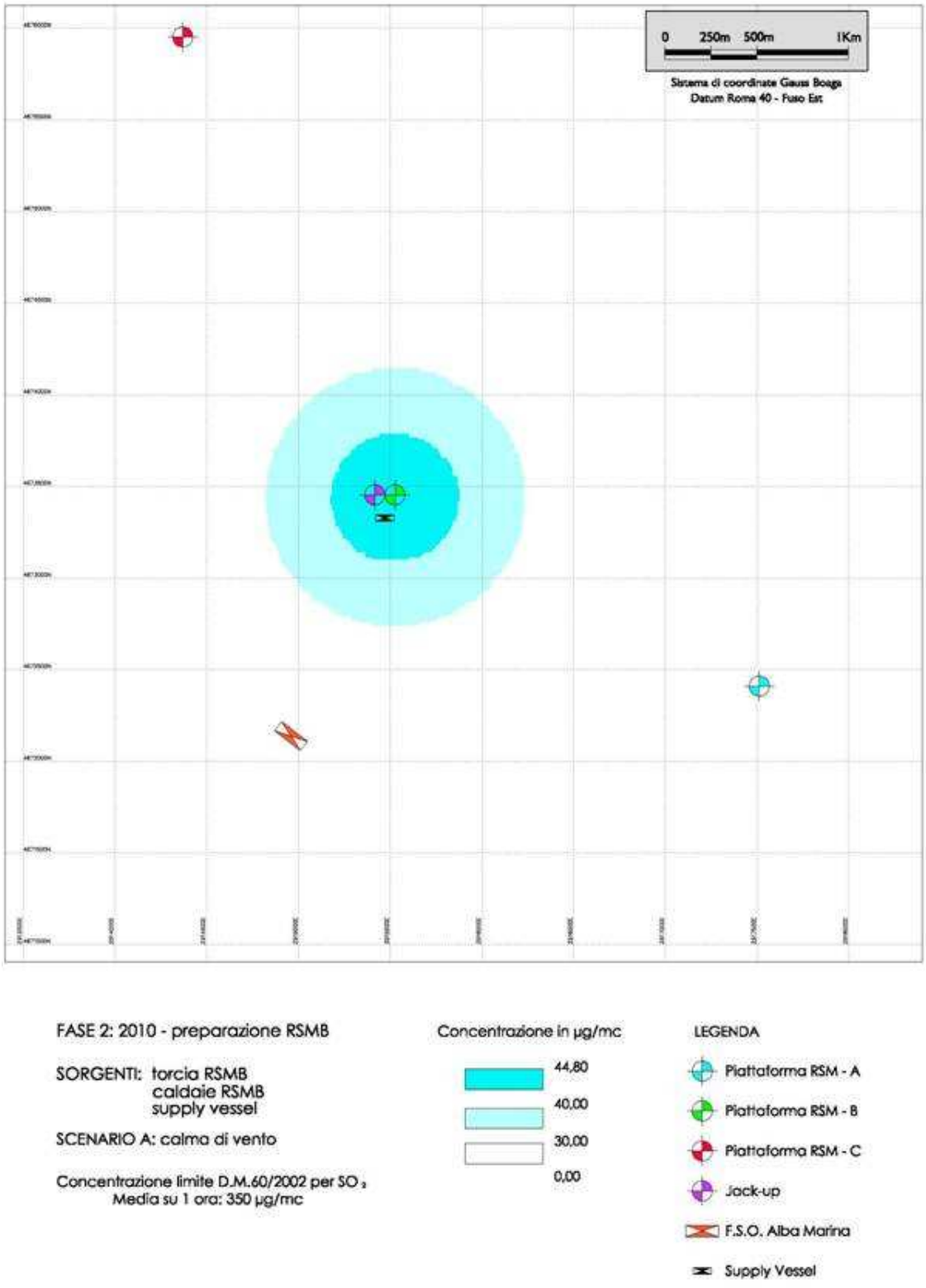


Figura 4.4 – Diffusione SO_2 in calma di vento –fase di preparazione RSM-B - 2010

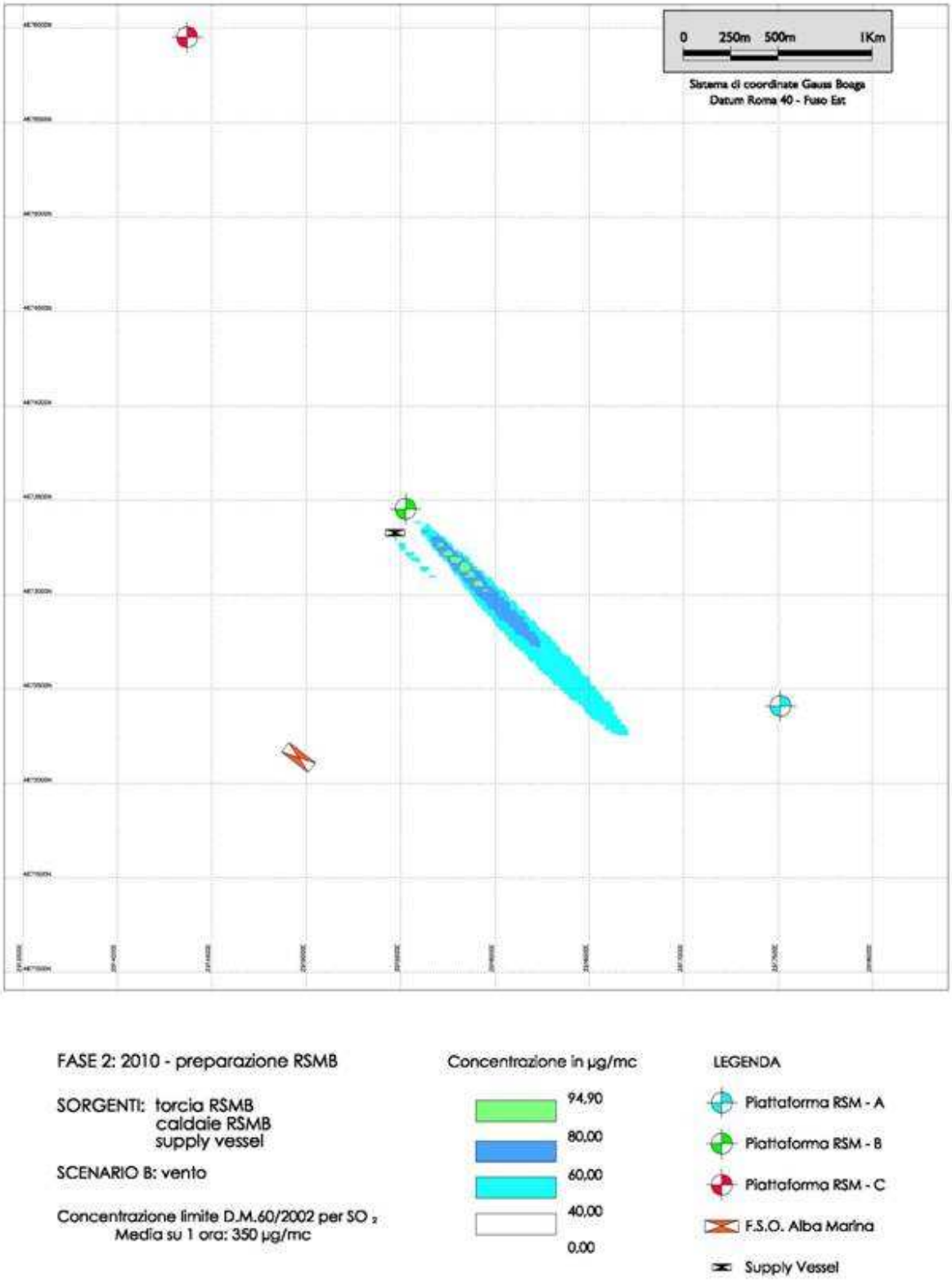


Figura 4.5 – Diffusione SO_2 con vento –fase di preparazione RSM-B - 2010

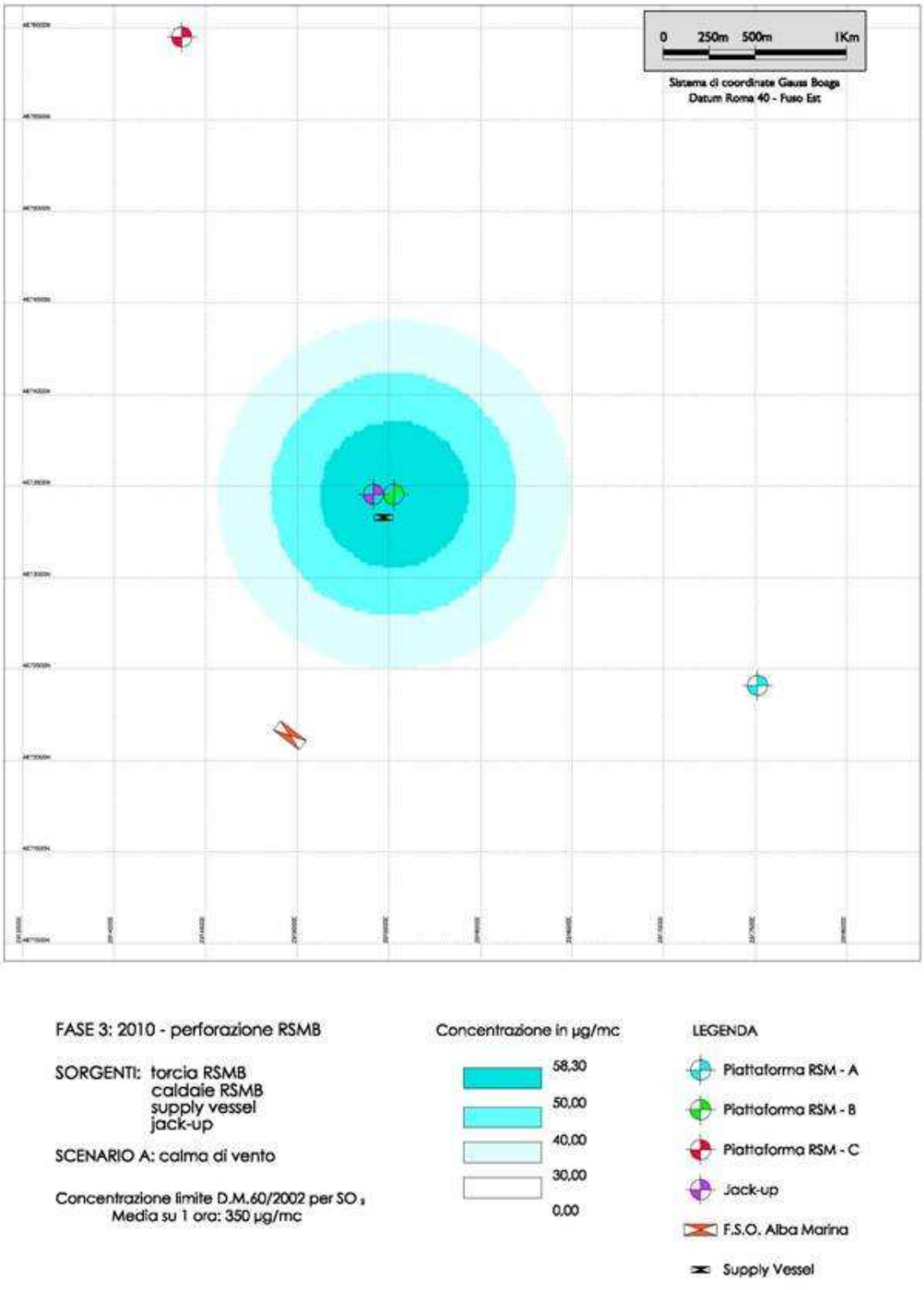
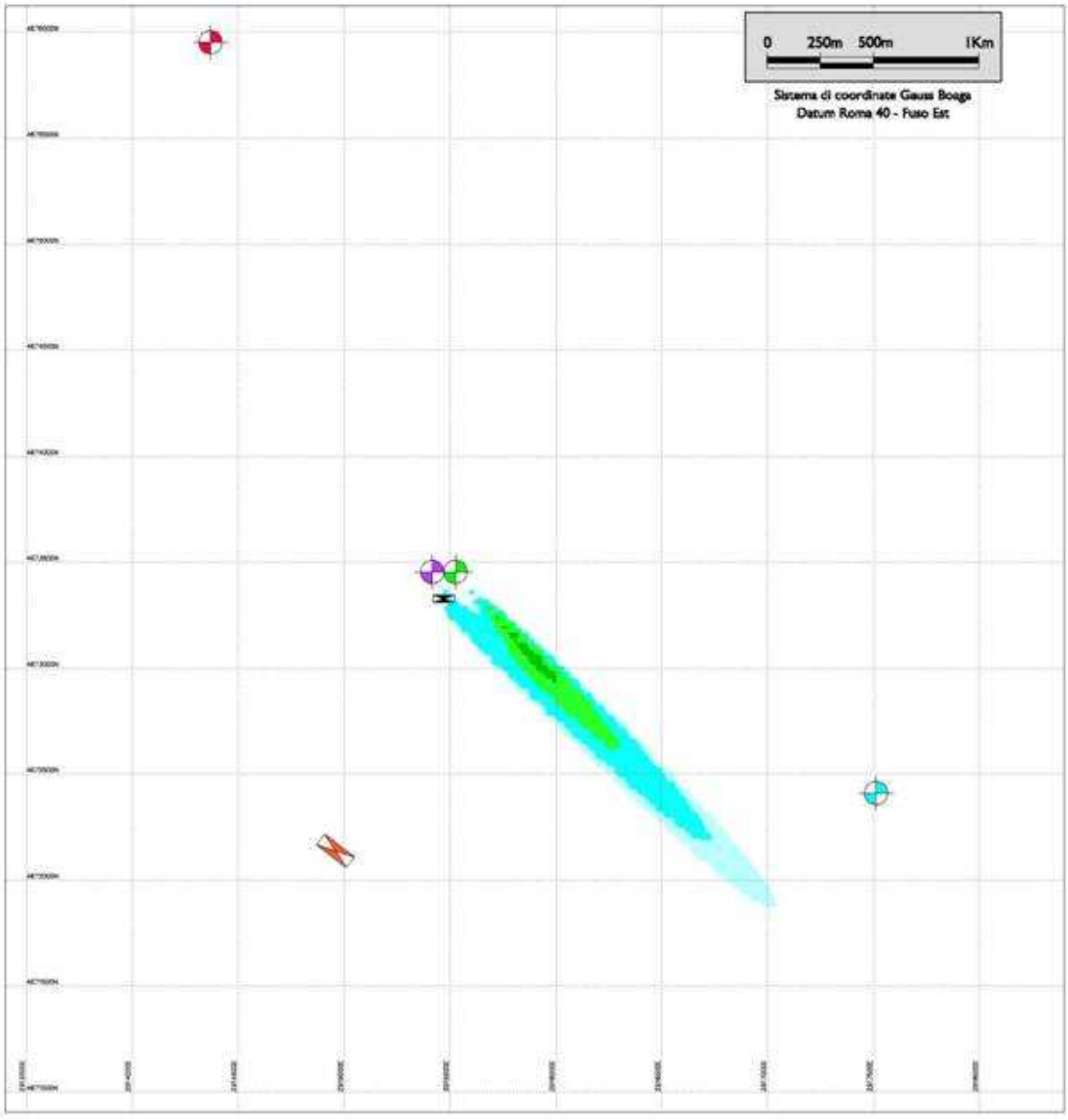


Figura 4.6 – Diffusione SO_2 in calma di vento –fase di perforazione - 2010



FASE 3: 2010 - perforazione RSMB

SORGENTI: torcia RSMB
caldaie RSMB
supply vessel
jack-up

SCENARIO B: vento

Concentrazione limite D.M.60/2002 per SO_2
Media su 1 ora: 350 µg/mc

Concentrazione in µg/mc

	101,00
	90,00
	70,00
	50,00
	40,00
	0,00

LEGENDA

- Piattaforma RSM - A
- Piattaforma RSM - B
- Piattaforma RSM - C
- Jack-up
- F.S.O. Alba Marina
- Supply Vessel

Figura 4.7 – Diffusione SO_2 con vento –fase di perforazione - 2010

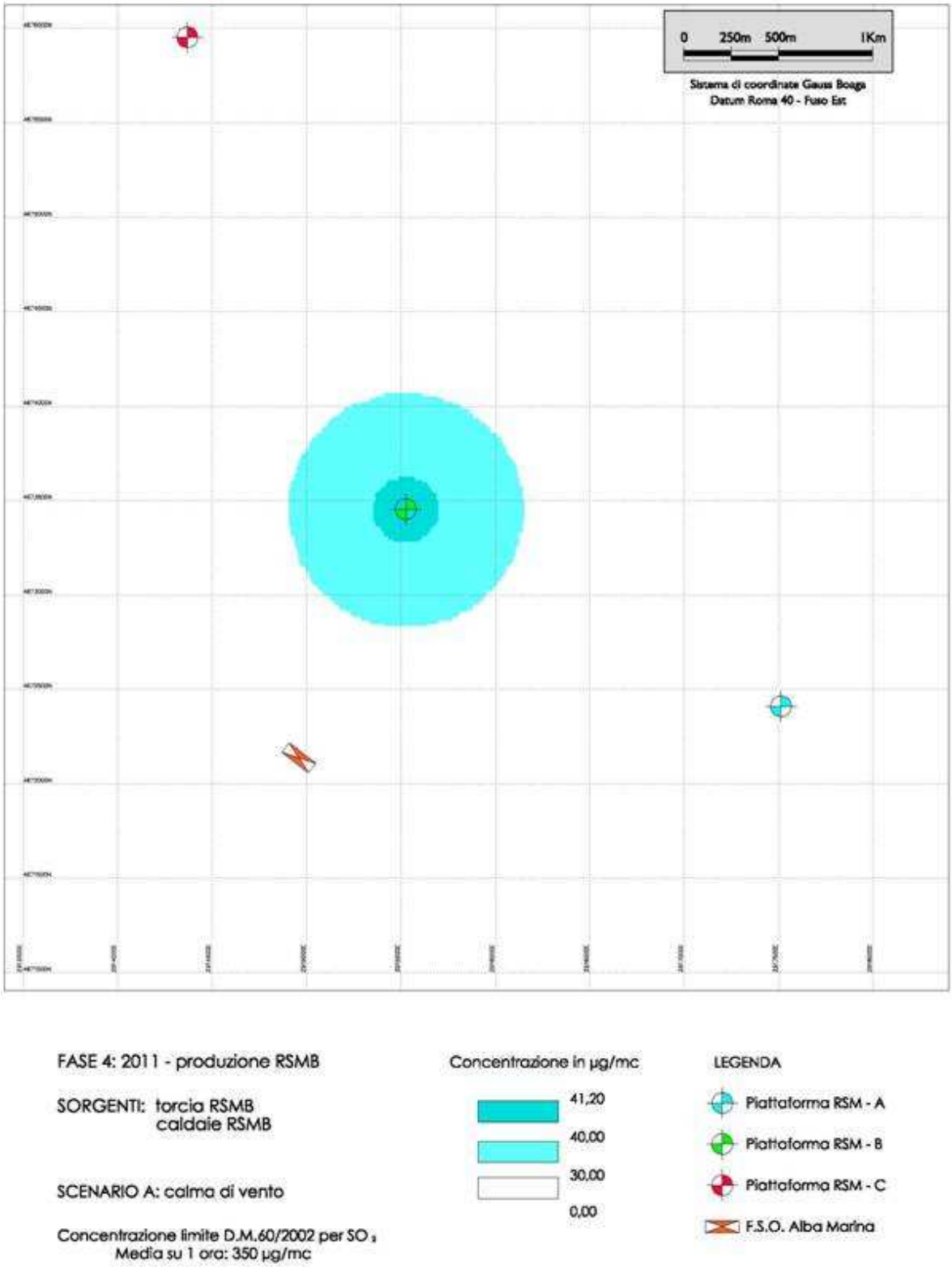


Figura 4.8 – Diffusione SO_2 in calma di vento –fase di produzione- 2011

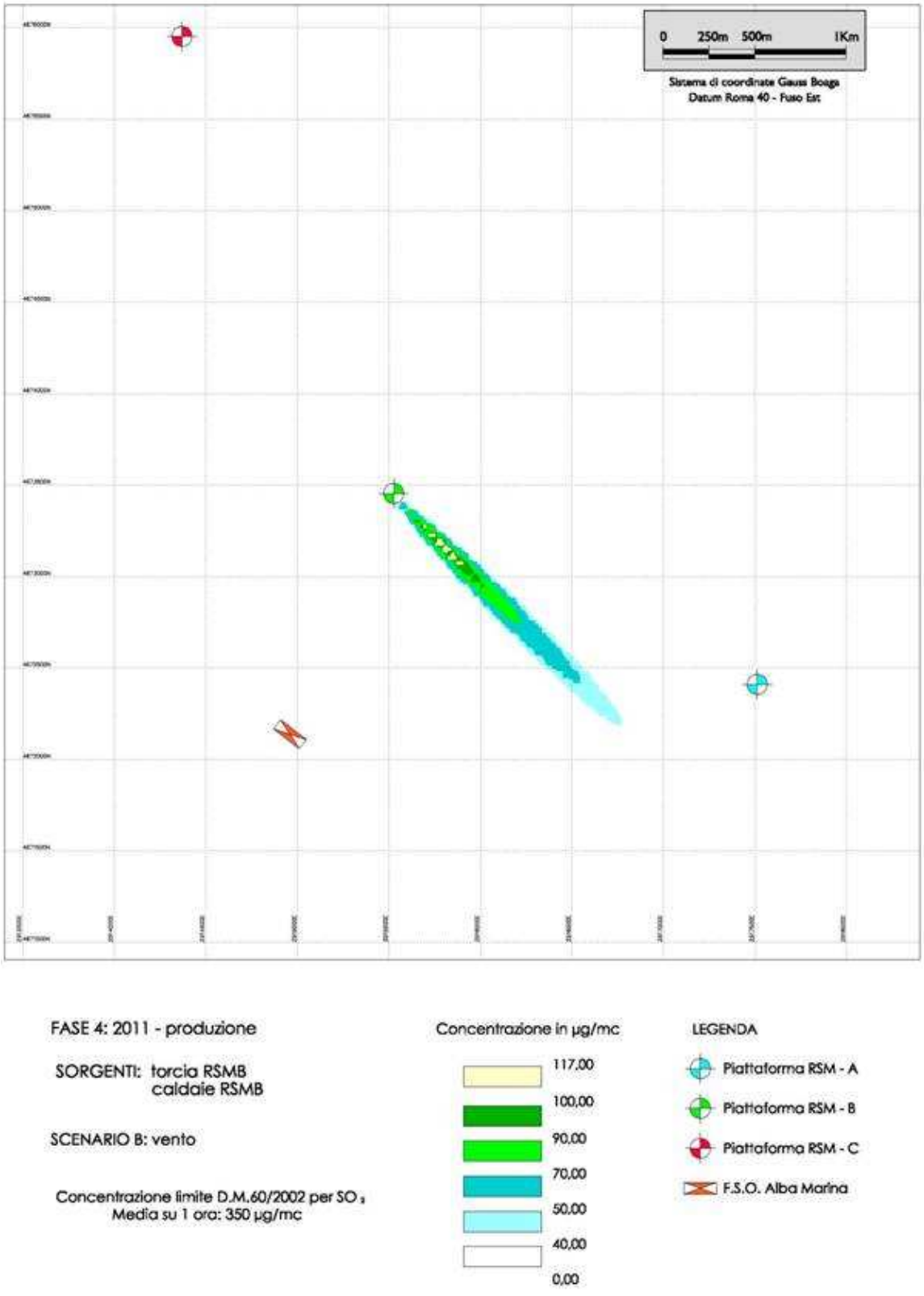


Figura 4.9 – Diffusione SO_2 con vento –fase di produzione- 2011

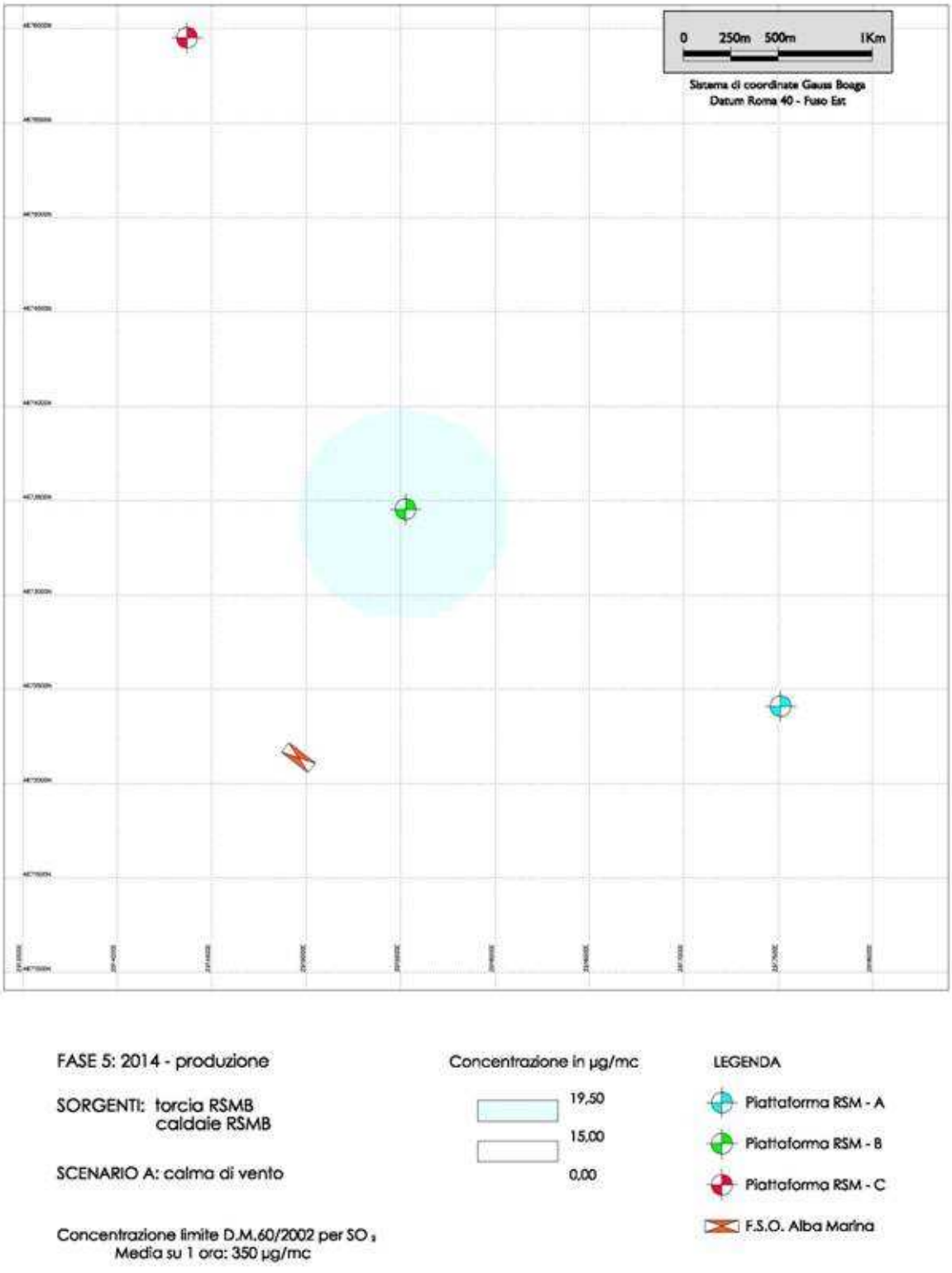


Figura 4.10 – Diffusione SO_2 in calma di vento – fase di produzione- 2014

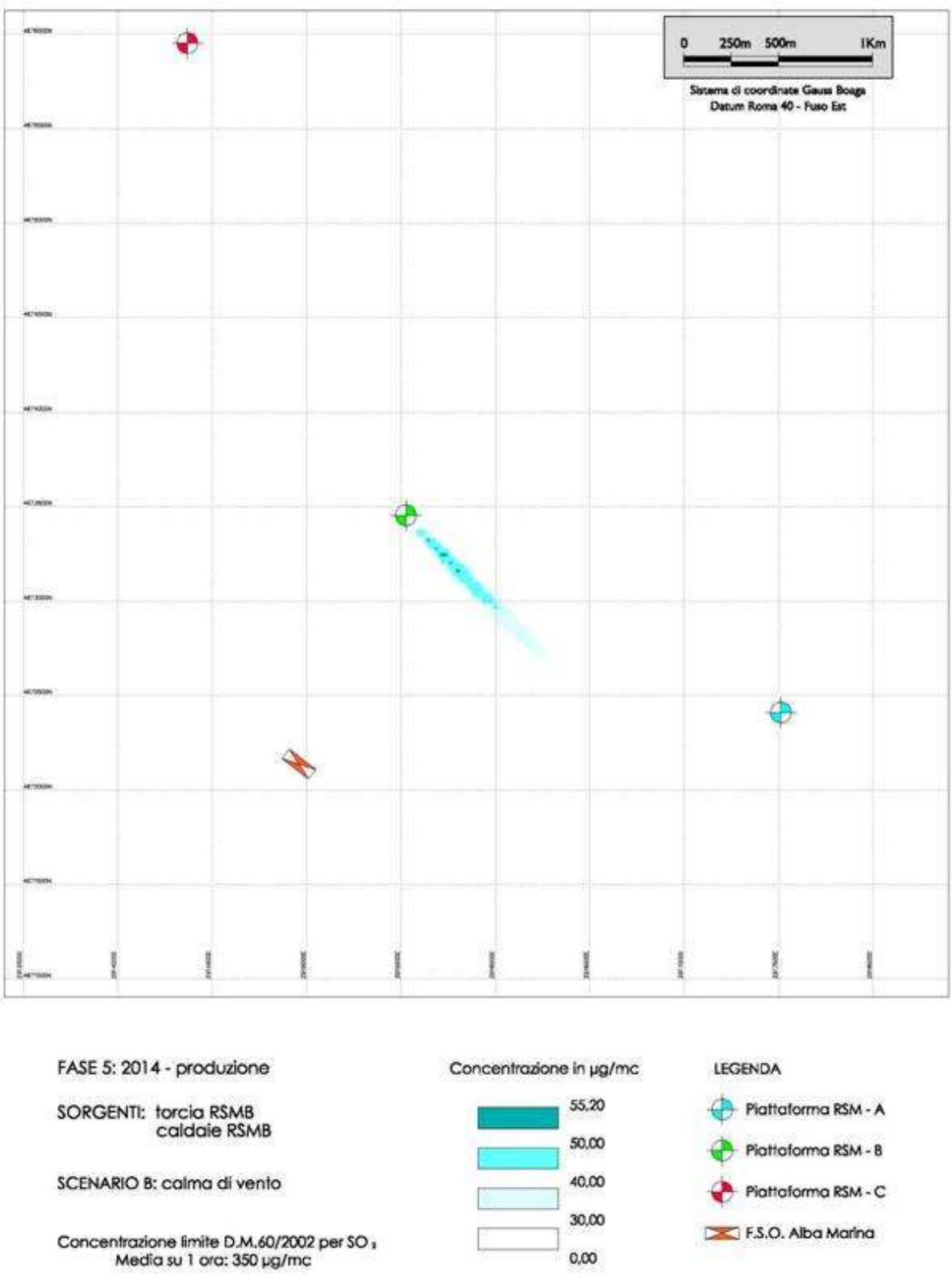


Figura 4.11 – Diffusione SO_2 con vento – fase di produzione- 2014

4.3.1.3 Commenti

Dalla simulazione per le diverse fasi del progetto si evince quanto segue:

Fase 1: per questa fase, risultano in esercizio solo la torcia e le caldaie, e le emissioni di SO_2, NO_2 e CO sono di gran lunga inferiori ai limiti di riferimento secondo la legislazione nazionale.

Fase 2: durante la fase di adeguamento della piattaforma RSM-B si ipotizza l'uso in continuo del supply vessel, contributo che non incide sostanzialmente, come si evince dalla tabella, sulla ricaduta degli inquinanti.

Fase 3: nella fase di perforazione, dato il contributo contemporaneo di più sorgenti e nella fattispecie delle caldaie, della torcia, del supply vessel e dell'impianto di perforazione jack up si registra il massimo in termini di concentrazioni individuate sia per lo scenario A che per lo scenario B.

Fase 4: con la messa in produzione dei pozzi, non sarà più presente il jack-up pertanto nonostante l'incremento di gas inviato in fiaccola, l'assenza di fonti emissive riconducibili alle apparecchiature impiegate per la perforazione, le emissioni di SO_2, CO ed NO_2, ritorneranno nei range previsti già individuati per la Fase 1.

Fase 5: con la diminuzione delle produttività del giacimento e la conseguente diminuzione della quantità di gas associato inviato in fiaccola anche le emissioni degli inquinanti CO, NO_2 e SO_2 si ridurranno

Dalle figure risultanti dalle simulazioni si nota come in assenza di vento la distribuzione degli inquinanti rimanga circoscritta all'area della piattaforma, con un'estensione massima che si registra nella Fase 3 dove risulta la presenza contemporanea di più sorgenti.

In presenza di vento, la distribuzione degli inquinanti va ridursi ad una fascia che, nel caso peggiore rappresentato dalla Fase 3, può raggiungere circa i 2,5 km. La Figura 4.7, che riporta il caso con diffusione più rilevante degli inquinanti, dimostra come le concentrazioni decrescono notevolmente a poche centinaia di metri dalla piattaforma RSM-B.

Ciò conferma come, qualora la direzione del vento fosse verso la nave FSO Alba Marina che dista circa 1,5 km dalla piattaforma RSM-B, non si registrerebbero condizioni di pericolo per il personale a bordo.

In conclusione, dalla considerazioni sopra riportate e dalla Tabella 4.20, si evince come i valori di concentrazione risultanti dalle simulazioni sono sempre al di sotto delle concentrazioni limite nell'aria ambiente imposte dal D.M. 60/2002 per la protezione della salute umana; ciò dimostra come le attività di progetto non determinano situazioni di rischio o criticità oltre al fatto che tutte le

operazioni si svolgeranno nell'off-shore adriatico ad una distanza tale dalla costa da non poter in alcun modo interferire con essa.

Bisogna altresì ricordare che le simulazioni sono state eseguite in condizioni sempre cautelative; a tal proposito nella valutazione dei dati ricavati dalle modellazioni vanno sempre considerate tutte le attenuanti già illustrate in precedenza: condizioni meteo sfavorevoli per l'area di studio ed emissione continua e costante nel tempo delle sorgenti.

Infine, l'attività in esame ha carattere temporaneo., per tale ragione essa non è soggetta ad autorizzazione e le simulazioni dimostrano come nel giro di pochi anni la situazione, in termini di ricaduta degli inquinanti, vada a migliorare rispetto alle condizioni attuali.

4.4 Interferenze legate a fattori di tipo fisico

Nel seguito si riporta una descrizione dei fattori di perturbazione di tipo fisico (rumore, vibrazioni, effetto luminoso) associati alla esecuzione delle attività previste nel progetto che possono generare potenziali interferenze sull'ambiente. Tuttavia, non trattandosi di un comparto ambientale definito, la stima qualitativa dell'entità delle perturbazioni è stata condotta nei paragrafi successivi e, in particolare, in quello relativo alla fauna marina, considerato il recettore interessato in modo più diretto delle attività in progetto.

4.4.1 Generazione di Rumore e Vibrazioni

Di seguito vengono stimati gli impatti relativi alle attività previste per la modifica della piattaforma ROSPO-B e la realizzazione dei pozzi E.R.D.

Sulla base della letteratura disponibile sono state individuate le attività caratterizzate da emissioni sonore significative e sono state eseguite opportune simulazioni con il modello previsionale Soundplan.

Le attività oggetto di simulazione sono quindi:

- preparazione della Piattaforma RSM-B - adeguamento della sottostruttura
- perforazione di n. 3+1 pozzi di produzione mediante jack-up
- produzione.

Come per lo stato di fatto si è considerato come ricettore l'unità galleggiante Alba Marina, ormeggiata a ca. 1450 m dal campo Rospo Mare B.

Oltre alle emissioni delle attività in esame si è considerato, in simultanea, lo svolgimento della produzione attuale in modo da effettuare una stima cautelativa. Il proseguimento della normale

attività estrattiva sarà soggetto all'ottenimento dell'autorizzazione della competenti autorità minerarie.

4.4.1.1 Preparazione della Piattaforma RSM-B - adeguamento della sottostruttura

Le sorgenti sonore individuate risultano essere i mezzi navali di supporto e le attrezzature e macchinari necessari per l'allestimento della piattaforma RSM-B.

Per quanto riguarda i primi si prevede l'impiego di due mezzi navali, il rimorchiatore "Med Nove" e la crew boat "Shark", entrambi già di servizio al campo.

Alla luce delle emissioni ridotte e dell'attività non continua, i mezzi navali di supporto si ritengono acusticamente trascurabili.

Per quanto concerne la preparazione della piattaforma, l'attività acusticamente significativa è costituita dalla battitura dei conductor pipes eseguita durante l'adeguamento della sottostruttura.

I valori di potenza sonora relativi a tale attività sono stati ricavati dallo studio redatto nel Settembre 2006 da Edison S.p.A. per la verifica del livello di esposizione al rumore in ambiente esterno.

L'attività in esame è stata assimilata ad una sorgente puntiforme equivalente con potenza sonora pari a 121.0 dBA.

Per quanto riguarda le sorgenti sonore presenti sulla piattaforma RSM-B e sull'unità galleggiante Alba Marina si fa riferimento a quanto riportato al Capitolo 3.

Nello stesso capitolo si trovano i riferimenti circa le modalità di esecuzione delle simulazioni.

Come per lo stato di fatto vengono presentati i risultati sia sotto forma tabellare che grafica.

In Tabella 4.21 si riportano i livelli sonori sul ricettore ai diversi piani identificando i contributi che determinano il livello sonoro complessivo.

In Figura 4.12 la mappatura delle isofoniche eseguita a 8.5 m s.l.m. I livelli sonori totali sono del tutto simili a quelli relativi allo stato attuale, con variazioni comprese fra 1 dBA e 3.3 dBA. L'incremento maggiore si registra al piano terzo in cui i livelli generati dalla battitura dei pali sono simili a quelli relativi alle sorgenti dell'unità galleggiante Alba Marina.

La situazione non appare comunque critica in funzione delle stime cautelative effettuate (distanza minima sorgente-ricettore e condizioni di propagazione delle onde sonore più severe) e della durata limitata di tale attività (da svolgersi nell'ambito dei 30-45 giorni di adeguamento piattaforma).

Punto	Piano cabine	Leq Totale [dBA]	Contributo Battitura pipes [dBA]	Contributo Alba Marina [dBA]	Contributo RSM-B [dBA]
P1	1	63,4	56,5	62,3	43,4

Punto	Piano cabine	Leq Totale [dBA]	Contributo Battitura pipes [dBA]	Contributo Alba Marina [dBA]	Contributo RSM-B [dBA]
P1	2	60,5	56,8	58,0	39,4
P1	3	59,5	56,8	56,1	40,5
P1	4	62,6	56,7	61,2	43,6

Tabella 4.21 – Livelli stimati sui ricettori

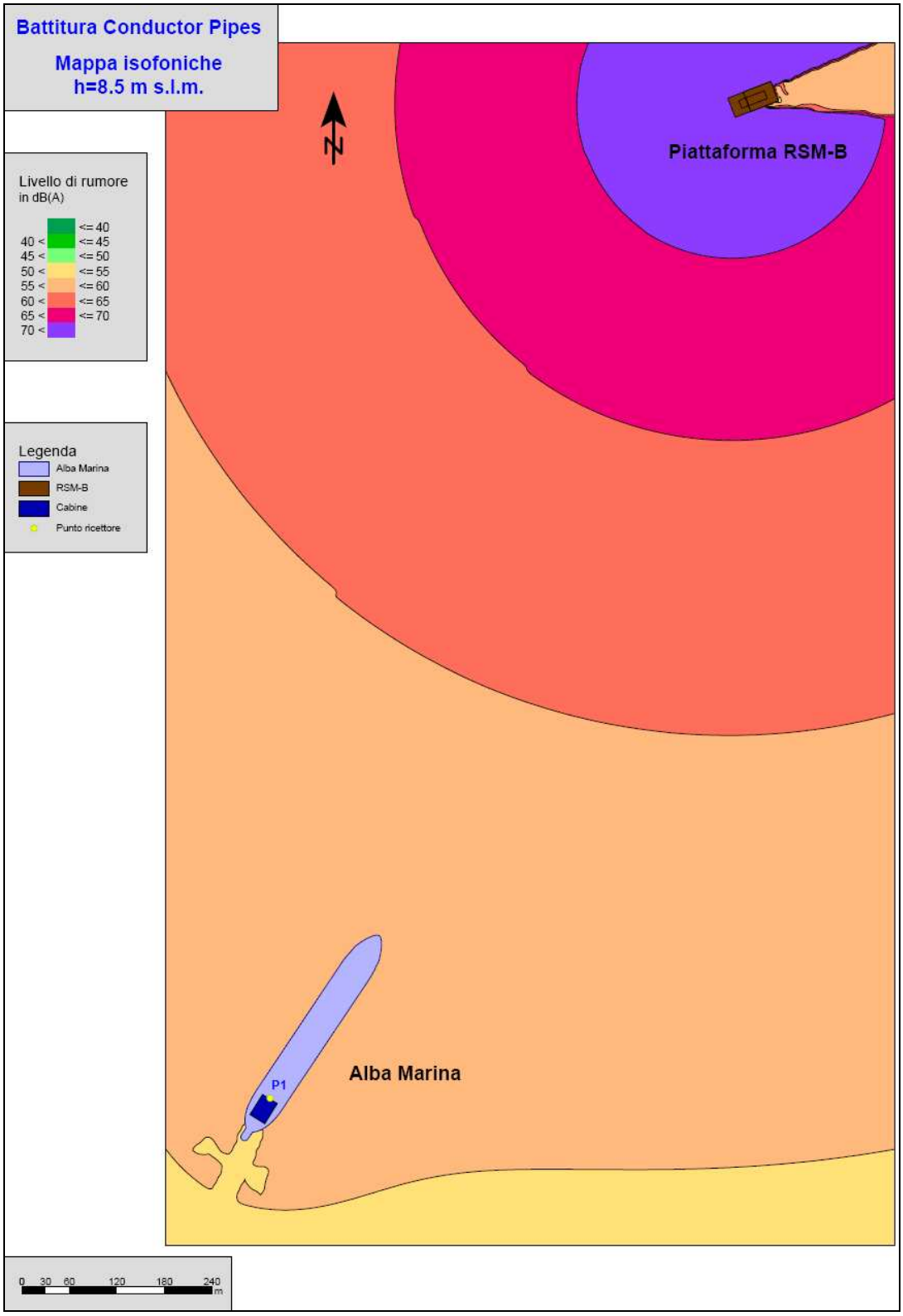


Figura 4.12 – Mappe isofoniche per la fase di battitura dei conductor pipes

4.4.1.2 Perforazione dei nuovi pozzi di produzione mediante jack-up

Le sorgenti sonore individuate risultano essere i mezzi navali di supporto e le attrezzature e i macchinari necessari per la perforazione, presenti sul jack-up.

Per quanto riguarda i primi si prevede l'impiego del rimorchiatore "Med Nove", che starà in stand-by (motori accesi) vicino alla piattaforma durante tutta la durata della perforazione, per i casi di emergenza.

Alla luce delle emissioni ridotte, il mezzo navale di supporto si ritiene acusticamente trascurabile rispetto alle altre sorgenti presenti.

Per quanto concerne la perforazione sono stati individuati i macchinari più rumorosi presenti sul jack-up, sia sul piano principale (livello "ponte") che sul piano macchinari (livello "scafo").

Su quest'ultimo si sono considerati i motori diesel, le pompe fanghi, la cementatrice, i macchinari presenti nella camera valvole e il compressore, mentre sul piano principale il vibrovaglio e i macchinari presenti sul piano sonda.

Per i valori di potenza sonora si è fatto riferimento a dati di letteratura presenti in studi analoghi, considerando i livelli riportati nelle seguenti tabelle:

Livello "ponte"

Piano sonda	110,2 dBA
Vibrovaglio	107,8 dBA

Livello "scafo"

Motori diesel	111,1 dBA
Pompe fanghi	104,1 dBA
Cementatrice	96,5 dBA
Camera valvole	106,8 dBA
Compressore	103,9 dBA

Tali sorgenti, alla luce della notevole distanza del ricettore, sono state in seguito accorpate al fine di creare, per ogni livello, una sorgente equivalente rappresentativa della totalità dei macchinari presenti da inserire nel modello di simulazione:

Sorgente livello "ponte"	112,1 dBA
Sorgente livello "scafo"	113,6 dBA

Le sorgenti funzioneranno a ciclo continuo per l'intera durata della perforazione e ai fini della simulazione se n'è assunto cautelativamente il contemporaneo funzionamento.

Alle emissioni sonore assegnate al jack-up si sono aggiunte quelle relative a RSM-B e all'unità galleggiante Alba Marina secondo quanto riportato al Capitolo 3. Nello stesso capitolo si trovano i riferimenti circa le modalità di esecuzione delle simulazioni.

Come per lo stato di fatto vengono presentati i risultati sia sotto forma tabellare che grafica.

In Tabella 4.22 si riportano i livelli sonori sul ricettore ai diversi piani identificando i contributi che determinano il livello sonoro complessivo.

In Figura 4.14 la mappatura delle isofoniche eseguita a 8.5 m s.l.m.

I livelli sonori totali sono del tutto simili a quelli relativi allo stato attuale, con variazioni estremamente ridotte (<0.7 dBA).

Il Leq Totale è infatti quasi interamente attribuibile al contributo delle emissioni presenti su Alba Marina (58-60 dBA) mentre le emissioni del jack-up risultano inferiori a 50 dBA.

Il rumore prodotto dalle attività di perforazione risulta quindi difficilmente avvertibile sull'unità galleggiante.

Tabella 4.22 – Livelli stimati sui ricettori

Punto	Piano cabine	Leq Totale [dBA]	Contributo Jack-up [dBA]	Contributo Alba Marina [dBA]	Contributo RSM-B [dBA]
P1	1	62,5	46,1	62,3	43,4
P1	2	58,6	49,0	58,0	39,4
P1	3	56,9	48,6	56,1	40,5
P1	4	61,5	48,0	61,2	43,6

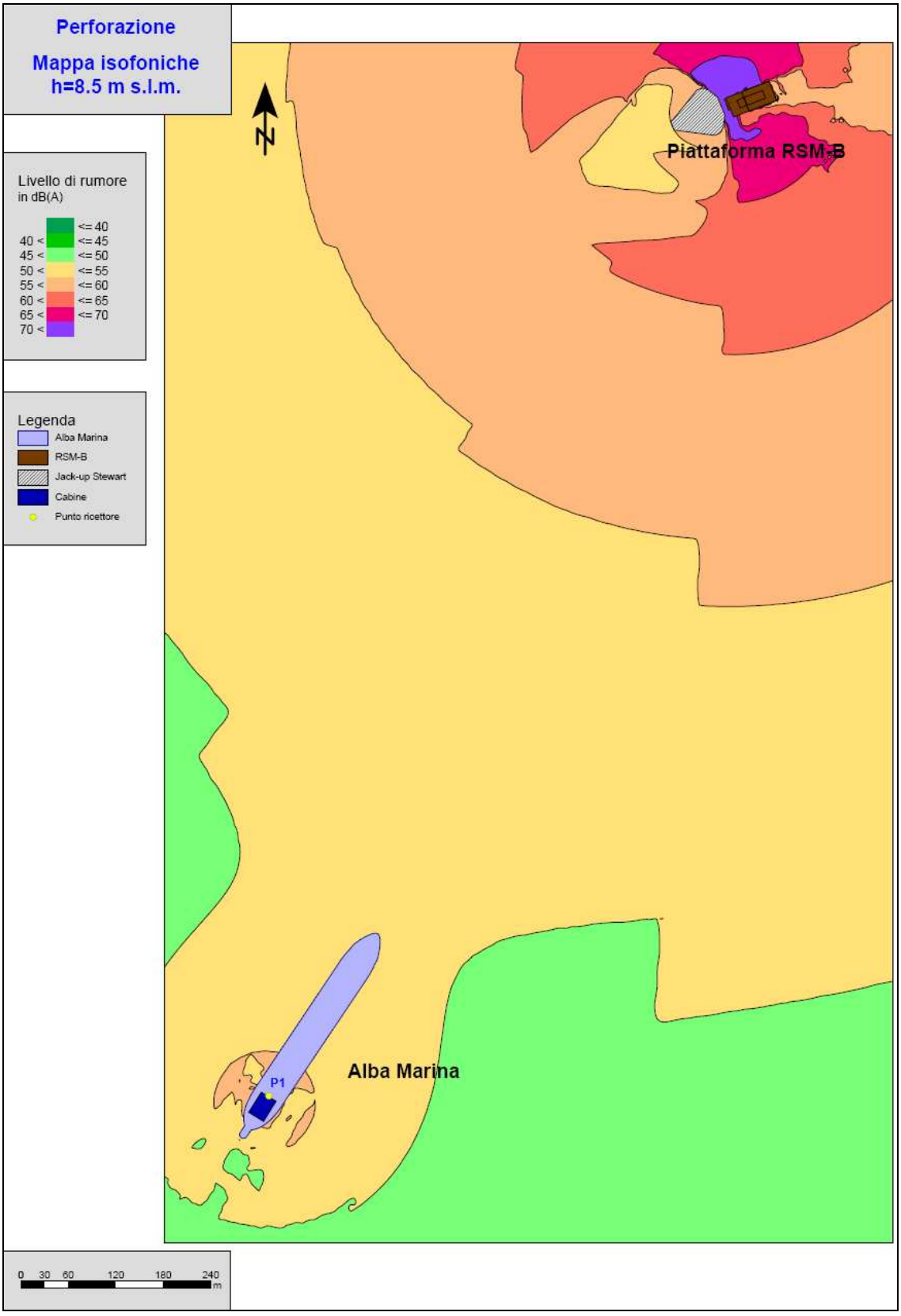


Figura 4.13 – Mappe isofoniche per la fase di perforazione

4.4.1.3 Produzione

Per quanto riguarda la produzione non si è proceduto all'esecuzione di nuove simulazioni in quanto i livelli sonori saranno del tutto simili a quelli attuali. L'aggiunta di 3 o 4 nuovi pozzi non determina infatti incrementi sonori significativi e per tale motivo si rimanda a quanto riportato nel Capitolo 3 per la stima dell'impatto.

4.4.1.4 Propagazione del Suono in Acqua - Considerazioni Generali

Nel caso di una sorgente in mare, il rumore di fondo è condizionato da una serie di parametri fisici quali la profondità dell'acqua, il tipo di substrato, la velocità del vento, il grado di traffico marittimo nella zona, etc. Inoltre, la propagazione dalla sorgente è influenzata dalle variazioni o dalle condizioni di inomogeneità della temperatura, della salinità dell'acqua e del contenuto di gas disciolto.

Il suono proveniente da una sorgente può propagarsi attraverso l'acqua sia direttamente, sia attraverso rimbalzi multipli tra la superficie ed il fondale, sia lateralmente attraverso le rocce del fondale per ri-emergere nell'acqua ad una certa distanza dalla sorgente. Rifrazione ed assorbimento favoriscono inoltre la deformazione delle onde sonore, determinando una variazione estremamente complessa della forma d'onda durante la propagazione.

Per valutare l'area interessata dal rumore prodotto dal progetto è necessario conoscere l'intensità della sorgente (livello del suono) ed il coefficiente di perdita per trasmissione (ad esempio la velocità di attenuazione del suono con la distanza dalla sorgente). Sebbene il modo migliore per valutare tali parametri siano le misurazioni in sito, in assenza di campagne di monitoraggio, è possibile utilizzare modelli numerici per la stima di tali valori.

Per quanto riguarda la tipologia delle sorgenti, in generale si distinguono *sorgenti impulsive*, sorgenti periodiche di breve durata (es: battitura dei pali) e *sorgenti continue*, sorgenti indicativamente costanti quali, ad esempio, il rumore prodotto dalla perforazione.

Per quanto riguarda i potenziali ricettori, le capacità uditive ed i range di frequenza percepiti sono differenti per le diverse specie: in particolare, i mammiferi marini (delfini, foche, etc...) percepiscono un livello più elevato di rumore rispetto ai pesci (platesse, merluzzi, etc…).

Il rumore prodotto durante l'infissione dei pali di fondazione è generato dall'azione della massa battente che colpisce la testa del palo o del conductor pipe e dalla conseguente propagazione

delle onde sonore fra l'aria e l'acqua. La componente più rilevante è costituita dal rumore prodotto nella parte superiore del palo (onde di compressione, di taglio ed altri tipi più complessi) che si propaga nel fondale attraversano il palo stesso a seguito della battitura (Nedwell J. et al., 2003, Mardi C. Hastings, Arthur N. Popper, 2005).

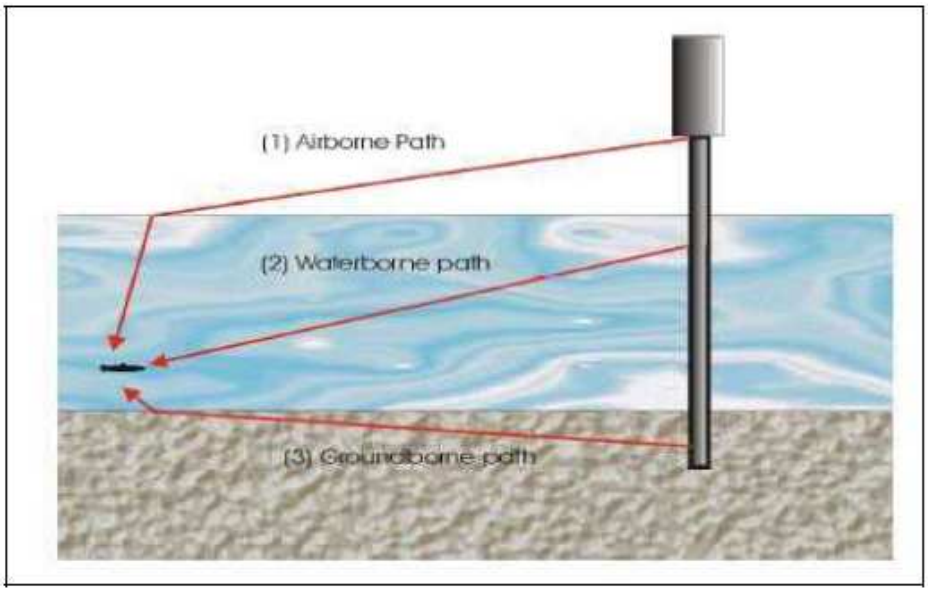


Figura 4.14 – Possibili Percorsi di Propagazione del Rumore (J. Nedwell et al., 2003)

La propagazione del rumore in acqua (waterborne path) ha un ruolo di rilievo sia a causa della minore differenza di densità tra l'acqua e il materiale di cui il palo è costituito rispetto all'aria, sia perché la velocità di propagazione del suono in acqua (circa 1500 m/sec) risulta maggiore di quella in aria (circa 340 m/sec) (airborne path).

Per quanto concerne la propagazione del rumore nel fondale marino (groundborne path), le onde "strutturali" che attraversano il palo si trasmettono attraverso i sedimenti del fondale sia come onde di compressione (in modo simile al suono nell'acqua), sia come onde sismiche (onde di Rayleigh). Inoltre, parte del suono associato a tali onde si riflette e contribuisce alla frazione di rumore trasmessa attraverso l'acqua.

Per valutare il possibile effetto indotto dalla battitura dei pali (sorgente impulsiva, periodica di breve durata) in termini di emissioni sonore e di disturbo dei ricettori più sensibili presenti nell'intorno della sorgente (mammiferi marini), si è quindi fatto riferimento ad uno studio effettuato dal dipartimento dei Trasporti della California (Marine Mammal Impact Assessment, August 2001). Nel corso dello studio sono stati misurati i livelli di rumore prodotti dalla battitura di pali di fondazione

all'interno della baia di S. Francisco ed i loro conseguenti effetti sui mammiferi marini. I risultati delle misurazioni sono riassunti nella seguente tabella.

Tabella 4.23 – Livelli di rumore dalla battitura di pali di fondazione per diverse energie di battitura

Posizione	Livello di Rumore in dB
	In aria[14]
	900÷ 1300 kJ
103 m	120
358 m	100
350 m	101
	In acqua[15]
103 m Ovest	185 - 196 RMS[16] (da 1 a 6 m) 197 - 207 Linear Peak
358 m Ovest	167 - 179 RMS (da 1 a 6 m) 181 - 191 Linear Peak

14 Rumore di picco in aria misurato come dB re 20 µPa (dove 20 µPa è la pressione di riferimento in aria)
15 Rumore di picco in acqua misurato in dB re 1 µPa (dove 1µPa è la pressione di riferimento in acqua)
16 Massimo Root Mean Square (espresso in dB re 1 µPa), ovvero la radice quadrata dell'energia trasmessa divisa per il tempo di impulse pari a circa 0,03 sec.

Il livello di sicurezza per la protezione dei mammiferi marini, utilizzato come riferimento nell'articolo sopra indicato, risulta pari a 190 dB re 1 µPa (IHA - Iranian Hydraulic Association), ad una distanza di 100 - 350 m dalla sorgente (in funzione della profondità).

Nella valutazione dell'effettivo disturbo sui mammiferi marini e sui pesci indotto dalla battitura di pali, è comunque opportuno considerare che tale operazione avviene a seguito di una serie di attività preliminari che comportano la presenza di mezzi navali che producono rumori, seppure di breve intensità. Questo aspetto è molto importante in quanto contribuisce ad aumentare il rumore di fondo dell'ambiente prima della battitura e favorisce l'allontanamento delle specie potenzialmente sensibili ad una distanza tale da garantire una riduzione dell'interferenza associata alle operazioni.

4.4.2 Incremento della Luminosità Notturna - Presenza dell'impianto di perforazione

L'inquinamento luminoso può essere considerato come un'alterazione della quantità naturale di luce presente nell'ambiente notturno provocata dall'immissione di luce artificiale dagli impianti di illuminazione.

Le caratteristiche dei sistemi di illuminazione, comuni a tutte le installazioni presenti offshore, includono le seguenti tipologie principali di illuminazione:

- illuminazione in fase di navigazione;

- illuminazione di segnalamento al livello dei vari deck.

Durante la fase di perforazione ad esse si aggiunge l'illuminazione di segnalamento sulla sommità del derrick dell'impianto di perforazione.

Relativamente alla presenza dell'impianto di perforazione, l'impatto visivo generato è comunque limitato alla sola fase di perforazione dei nuovi pozzi e quindi relativo ad una durata di 210 giorni circa.

Nell'antecedente fase di adeguamento piattaforma, l'operazione di battitura dei Conductor Pipe potrebbe essere effettuata in modalità h 24. In questo caso sarà necessario ricorrere ad illuminazione notturna per le utilities a servizio. Tale eventuale necessità sarà comunque limitata al solo tempo necessario al termine dell'operazione di infissione.

Per quanto riguarda la successiva fase di produzione i sistemi di illuminazione saranno ridotti rispetto alla temporanea fase di perforazione in quanto dimensionati solamente per segnalare la presenza delle piattaforme per evitare potenziali collisioni con mezzi aerei e navali, nonché con l'avifauna di passaggio nell'area, così come previsto dalla normativa vigente. E' da ricordare, comunque, che non è prevista una variazione dei sistemi di segnalazione rispetto a quanto attualmente in essere sulla piattaforma "RSM-B".

4.5 Ambiente idrico marino

L'ambiente idrico nel suo complesso o "Idrosfera" è definito come l'insieme delle acque giacenti o in movimento sulla superficie terrestre sotto diverse forme. In particolare, le acque marine (mari ed oceani) fanno parte dell'idrosfera e possono essere considerate come acque indirettamente destinate alla fruizione.

In accordo a quanto definito dal D. Lgs. 377/1988, l'obiettivo della caratterizzazione delle condizioni idrografiche, idrologiche e idrauliche dello stato di qualità e degli usi dei corpi idrici è:

- stabilire la compatibilità ambientale delle variazioni quantitative (prelievi, scarichi) indotte dall'intervento proposto rispetto alla normativa di riferimento;
- stabilire la compatibilità delle modificazioni fisiche, chimiche e biologiche indotte dall'intervento proposto con gli usi attuali, previsti e potenziali, per salvaguardare gli equilibri interni di ciascun corpo idrico, anche in rapporto alle altre componenti ambientali.

In particolare, nel caso del progetto RSM-B, l'analisi dei possibili effetti sull'ambiente marino ha incluso:

- l'eventuale effetto sul moto ondoso e sulle correnti indotto dall'intervento;

- la caratterizzazione del trasporto solido naturale in presenza o in assenza di intervento;
- la valutazione dell'aumento del carico inquinante (scarichi idrici, rilascio di metalli e ricaduta di microinquinanti sulla superficie del mare) in presenza dell'intervento.

4.5.1 Descrizione e Stima delle Interferenze

In questa sezione, per ciascuno dei fattori perturbativi ritenuti causanti interferenze all'ambiente idrico, vengono descritti gli effetti attesi nell'intorno dell'area delle operazioni.

4.5.1.1 Presenza di Mezzi Navali

Nel Capitolo 2 vengono indicati i mezzi navali utilizzati per l'esecuzione delle diverse fasi di progetto previste.

Durante la fase di perforazione, nei pressi della piattaforma e lungo i corridoi preferenziali di navigazione che portano alle costa, saranno presenti diversi mezzi navali. Tali mezzi svolgeranno attività di supporto alle operazioni per il trasporto di componenti impiantistiche, approvvigionamento di materiali, smaltimento di rifiuti, nonché il trasporto di personale da/per la piattaforma.

I supply vessels saranno utilizzati per il trasporto di materiali, attrezzature, approvvigionamenti e rifiuti mentre l'utilizzo di crew boats sarà limitato al trasporto del personale e di materiali di piccole dimensioni.

Per quanto riguarda le possibili interferenze sull'ambiente idrico marino indotte dalla presenza di mezzi navali, l'aspetto più significativo, seppur di entità limitata, è rappresentato dall'immissione in mare di reflui civili stimati durante le singole fasi progettuali identificate. La stima tiene conto del numero indicativo di navi presenti nell'area interessata dalle operazioni, del personale presente su ciascun mezzo e della durata della permanenza nell'area dei singoli mezzi.

In funzione del tempo di permanenza e del tipo di attività (in movimento o in stazionamento), la perturbazione può risultare differente e, in particolare:

- la durata della fase di adeguamento della piattaforma risulta decisamente limitata (vedi par **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**) e la conseguente potenziale perturbazione è ritenuta temporanea e trascurabile;
- nella fase di perforazione almeno un supply vessel, operante 24 ore su 24, stazionerà presso il sito, mentre un crew boat per il trasporto del personale collegherà la piattaforma con il porto di Ortona. Assumendo una produzione media di reflui per persona pari a 0,2 m3/giorno ed un equipaggio per nave pari a 8-10 persone, si può stimare un quantitativo di

reflui prodotti pari a circa 1,6 - 2 m3/g per ciascuna imbarcazione. Tale quantitativo è ritenuto trascurabile e, comunque, lo scarico in mare avverrà solo dopo trattamento con opportuno impianto omologato;

- durante la fase di produzione, non sono previste variazioni rispetto a quanto attualmente in essere sulla piattaforma: gli scarichi a mare saranno quindi estremamente contenuti e l'impatto associato decisamente trascurabile.

In generale, le interferenze con l'ambiente marino riconducibili alla presenza di mezzi navali risultano di entità piuttosto limitata, temporanee e ripartite su un ampio tratto di mare con conseguente attenuazione degli effetti (diluizione). Pertanto, in ragione del limitato impatto atteso, non si ritiene necessario introdurre particolari misure di mitigazione se non l'adozione dei normali accorgimenti per una corretta conduzione dei mezzi navali quali, ad esempio, il mantenimento degli stessi in condizioni ottimali di funzionamento.

4.5.1.2 Perturbazione locale del Regime Ondoso e del Regime Correntometrico

La presenza fisica delle strutture che costituiscono il complesso "*off-shore*" caratterizza tutte le fasi progettuali, dalla perforazione dei nuovi pozzi fino alla messa in produzione degli stessi.

La presenza fisica del *Jack-up* e della sottostruttura della piattaforma durante la fase di perforazione e la sola piattaforma durante la successiva fase di produzione possono determinare una possibile perturbazione locale del regime ondoso e di quello correntometrico dell'area. In virtù della complessità del regime correntometrico dell'Adriatico (descritto nel Quadro di Riferimento Ambientale) e della limitata porzione di mare interessata dalla presenza della piattaforma, l'interferenza sarà circoscritta all'area nell'intorno della struttura dove possono verificarsi limitate variazioni sia del moto ondoso che di quello correntometrico. In considerazione del fatto che la piattaforma "RSM-B" è presente sul sito da circa 20 anni in fase di produzione, le condizioni non saranno differenti da quanto attualmente in essere.

Non sono pertanto previste misure di mitigazione per limitare gli effetti dovuti alla presenza delle strutture.

4.5.1.3 Scarico in Mare

Durante le varie fasi delle operazioni previste verrà generata una certa quantità di scarichi liquidi e solidi che, se non correttamente trattati, potrebbero alterare la qualità delle acque circostanti l'area

delle operazioni. In particolare, in considerazione del tipo di attività previste, le principali tipologie di reflui generati sono:

- scarichi civili, sanitari ed alimentari;
- acque di produzione;
- acque di sentina;
- fanghi ed i detriti di perforazione.

Per quanto riguarda gli *scarichi civili*, i due contributi maggiori sono riconducibili al personale di bordo operante sull'impianto di perofrazione e a quello sulle navi di appoggio (effetto già valutato al precedente Paragrafo 4.6.1.1).

I reflui civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa, etc..) prodotti sull'impianto di perforazione durante la fase di perforazione verranno trattati in un impianto di depurazione omologato prima dello scarico in mare in conformità a quanto stabilito dalle Leggi 662/1980 e 438/1982 che recepiscono le disposizioni delle norme internazionali MARPOL.

L'impianto biologico per il trattamento dei reflui civili prevede le seguenti concentrazione allo scarico:

- BOD_5 < 50 mg/l
- Solidi sospesi < 50 mg/l
- Coliformi totali < 250 MPN/100ml
- Cl_2 < 50 mg/l

Una volta trattati, gli scarichi civili potrebbero comunque contenere composti azotati e fosforati oltre a sostanza organica e, in funzione dei volumi rilasciati determinare un innalzamento del BOD e del grado di trofia delle acque nell'intorno della piattaforma. Sulla base di indicazioni relative a piattaforme analoghe a quelle in progetto, si possono stimare circa 300 m^3 di scarichi civili prodotti per ogni pozzo perforato. Pertanto, nel caso delle attività di perforazione dei n° 3 +1 pozzi previsti su "RSM-B" si prevedono circa 900 m^3. Tale stima, calcolata nell'arco temporale indicativo di un anno, equivale ad uno scarico di circa 0,1 m/h, quantità ritenuta poco significativa dal punto di vista di potenziali impatti in considerazione della localizzazione della piattaforma.

Per quanto riguarda gli *scarichi* sanitari durante la fase di produzione, non sono previste variazioni di produzione rispetto a quanto ad oggi in essere.

I *residui alimentari* verranno raccolti ed inviati a terra tramite supply vessel, per poi essere smaltiti ad idoneo recapito autorizzato come rifiuto solido urbano (RSU).

Relativamente alle *acque di produzione* derivanti dalla coltivazione del giacimento separate sulla F.S.O. Alba Marina vengono reiniettate in giacimento attraverso il pozzo RSM 210 di RSM-B. (vedi Capitolo 2).
Non è quindi prevista l'immissione nell'ambiente idrico circostante la piattaforma Rospo B e/o la nave Alba Marina.

Le *acque di sentina*, costituite da una miscela di olio ed acqua, vengono trattati in un separatore olio - acqua. L'olio filtrato e in fusti è trasferito a terra per essere smaltito al Consorzio Oli Esausti mentre l'acqua è inviata alla vasca di raccolta rifiuti liquidi (fango ed acque piovane e/o di lavaggio) viene smaltita a terra da smaltitore autorizzato e certificato.

Relativamente ai *fanghi e detriti di perforazione* non verrà effettuato alcuno scarico a mare di questo tipo di rifiuti.
Come già descritto nel Capitolo 2, una volta trasportati a terra, mediante supply vessel, i rifiuti vengono trasferiti dalla nave ad appositi mezzi cassonati a tenuta stagna, per il trasporto presso un centro di trattamento dove si procede con la loro inertizzazione, disidratazione e depurazione acque reflue. Al termine dei trattamenti i residui vengono riutilizzati o conferiti a discariche autorizzate.
Inoltre l'infissione dei conductor pipe rappresentano una barriera alla immissione di sostanze pericolose nell'ambiente idrico sia durante la fase di perforazione sia durante la fase di produzione.

4.5.1.4 Movimentazione di Sedimenti

Nella fase di infissione dei Conductor Pipe, per effetto della battitura dei pali, si potrà avere un incremento di torbidità circoscritto ad una zona di qualche decina di metri quadrati vicino al fondo. Gli effetti saranno molto circoscritti ed il ripristino delle condizioni normali sarà rapido.
Nella fase di posizionamento/rimozione del jack-up di perforazione la mobilitazione di materiale fine dal fondale e la conseguente dispersione in acqua è causata principalmente dalla penetrazione dei pali di sostegno e dal trascinamento delle strutture di sostegno dello stesso sul fondale fino alla posizione prescelta. La durata delle operazioni è limitata a circa 5 giorni e l'interferenza è circoscritta al sito dove è prevista l'installazione.

Durante la fase di perforazione, invece, l'immissione di particolato fine è da considerarsi minima (trascurabile) e legata al solo scarico dei reflui civili trattati dal jack-up.

4.5.1.5 Rilascio di Metalli in Mare

Il rilascio di metalli in mare è riconducibile a:

- rilascio in acqua di tracce di piombo presente nei carburanti dei mezzi impiegati durante le diverse fasi progettuali (installazione, rimozione, perforazione e produzione);
- rilascio di metalli (zinco, alluminio, indio) dai sistemi di protezione catodica durante le fasi di perforazione e produzione.

Per quanto riguarda il rilascio di piombo presente nei carburanti e quindi essenzialmente legato al traffico navale, i quantitativi sono da considerarsi del tutto trascurabili durante le fasi di installazione e perforazione in relazione alla breve durata delle attività e ai minimi quantitativi rilasciati. Per quanto riguarda la fase di produzione, sebbene più estesa temporalmente, non si prevede un impiego significativo di mezzi e, comunque, i quantitativi non differiscono dai normali volumi rilasciati da parte di tutti gli altri mezzi navali in transito nell'Adriatico.

Per quanto riguarda il rilascio di metalli, la corrosione rappresenta un tema di particolare rilevanza che per le strutture fisse offshore. Nel caso delle strutture di sostegno della piattaforma, la corrosione potrebbe invece indebolire la struttura contribuendo a limitarne la stabilità e, quindi, compromettere il funzionamento dell'impianto.

Nel caso del progetto in esame, per prevenire effetti di corrosione delle strutture come previsto dalla prassi dell'industria petrolifera viene adottato un sistema di protezione attiva ad anodi sacrificali. Nella fase di produzione gli anodi sacrificali, applicati alle strutture di sostegno della piattaforma comportano il rilascio in acqua di alcuni metalli come zinco, alluminio ed indio.

4.5.1.6 Ricaduta sulla superficie marina di inquinanti gassosi derivanti dalle attività in progetto

I dettagli sulla valutazione delle potenziali interferenze sul comparto ambientale atmosfera, inclusa l'analisi modellistica, sono riportati nel Paragrafo 4.3.

Per quanto riguarda una possibile stima dell'impatto indiretto delle ricadute sulla superficie del mare da parte degli inquinanti atmosferici rilasciati, occorre far riferimento al meccanismo di deposizione, ovvero il trasferimento di sostanze inquinanti dall'aria al suolo/mare. Tale meccanismo può risultare significativo solo nel caso di microinquinanti, sostanze praticamente assenti o presenti solamente in tracce nelle emissioni dalle attività previste in piattaforma/jack up e dai mezzi navali utilizzati.

Non risultano inoltre interferenze tra le emissioni provenienti da singoli impianti ed eventuali effetti di acidificazione dei mari connessi alla ricaduta di composti ossidati, fenomeno a grande scala

essenzialmente legato alla presenza/deposizione di CO_2 atmosferica, per nulla influenzato dalle ridotte emissioni attese nella differenti fasi del progetto.

Per quanto riguarda l'apporto di nutrienti (composti azotati) al mare Adriatico e i potenziali conseguenti fenomeni di eutrofizzazione, è importante sottolineare che il contributo riconducibile al progetto in oggetto è del tutto trascurabile rispetto all'apporto globale proveniente da scarichi fognari industriali e dal dilavamento dei terreni agricoli.

4.6 Suolo e sottosuolo

Sebbene alcune delle azioni progettuali previste possano indurre disturbi sulla componente ambientale in esame, occorre comunque sottolineare che molte delle possibili interferenze sono state attenuate o annullate da opportune scelte progettuali e dall'utilizzo delle migliori procedure e pratiche a disposizione dell'industria petrolifera.

4.6.1 Descrizione e Stima delle Interferenze

Nel seguito vengono analizzate le possibili interferenze legate agli impatti indotti dalle attività in progetto.

4.6.1.1 Presenza Fisica delle Strutture e Movimentazione di Sedimenti

Il principale effetto causato dalla presenza fisica delle strutture è una variazione localizzata del campo di corrente, che produce una perturbazione del regime deposizionale dei sedimenti e della morfologia del fondale circoscritta all'intorno delle installazioni.

Come descritto nel dettaglio nel Quadro di Riferimento Progettuale, durante la fase di perforazione, oltre alla esistente struttura di base della piattaforma (jacket), nell'area di progetto è presente anche una struttura dedicata alla perforazione (jack-up drilling unit), su di un lato della piattaforma stessa.

Una volta arrivato nel sito prestabilito il jack-up le sue tre gambe vengono calate ed infisse nel fondo marino. Le uniche conseguenze che si verificano in questo caso sono la formazione di impronte sul fondale, che saranno progressivamente ricoperte nel lungo periodo ad opera del normale regime deposizionale. In ogni caso, trattandosi di perturbazioni temporanee, puntuali e circoscritte, non sono attesi particolari impatti sulla componente.

Durante la fase di esercizio, invece, non sono previste variazioni di impatti rispetto a quanto attualmente in essere dovute alla presenza, da circa 20 anni, della piattaforma "RSM-B".

Alcune possibile perturbazioni comuni a tutte le fasi operative sopra descritte sono rappresente dalla variazione granulometrica dei sedimenti, dalla modificazione del regime deposizionale e della morfologia del fondale. Nell'area in esame è presente una ridotta variabilità della tessitura dei sedimenti e, pertanto, non si prevedono fenomeni evidenti di perturbazione, tali da determinare variazioni permanenti sulla dinamica locale di sedimentazione. In generale, gli effetti più significativi saranno una risospensione temporanea della frazione più fine dei sedimenti con conseguente diminuzione della trasparenza in prossimità del fondo e rilascio nella colonna d'acqua di sostanze presenti nel sedimento.

E' da ricordare che l'infissione dei conductor pipe, sebbene comportino interazione con suolo/sottosuolo, rappresentano allo stesso tempo una barriera alla immissione di sostanze pericolose nell'ambiente idrico e nel suolo/sottosuolo sia in fase di perforazione sia in fase di produzione.

4.6.1.2 Immissione di Sostanza Organica e di Nutrienti nei Sedimenti

L'immissione di sostanza organica e di nutrienti avviene principalmente durante la fase di perforazione a seguito del rilascio di scarichi civili dalle navi appoggio e dalle strutture con personale a bordo. Tali sostanze, immesse in acqua, possono progressivamente precipitare ed andare ad interessare i sedimenti presenti sul fondale marino.

In generale il Carbonio Organico Totale (TOC – Total Organic Compounds) che rappresenta il contenuto di sostanza organica nel sedimento, viene consumato della fauna bentonica o viene decomposto dalla flora batterica presente nel sedimento stesso. Tuttavia, quando il contenuto di carbonio organico aumenta in maniera eccessiva l'attività di ossidazione batterica ed il consumo di ossigeno aumentano in modo significativo fino a determinare condizioni di anossia del substrato.

In base ai dati progettuali disponibili, le variazioni del contenuto in sostanza organica e nutrienti possono essere considerate moderate durante la fase di adeguamento/ripristino della piattaforma, in ragione della limitata durata delle operazioni. Occorre comunque sottolineare che, per quanto riguarda i limiti normativi, i valori indicati dalla normativa italiana sono limitati alla qualità dei sedimenti delle acque marino-costiere, lagune e stagni costieri, non alle caratteristiche dei sedimenti in mare aperto.

Durante la fase di perforazione, i quantitativi risulteranno maggiori e lo scarico sarà prolungato per un periodo indicativo di 200 giorni. Tuttavia, gli scarichi civili saranno trattati con impianti omologati

tali da garantire allo scarico concentrazioni di BOD_5, < 50 mg/l, solidi sospesi < 50 mg/l, coliformi totali < 250 MPN/100ml, Cl_2 < 50 mg/l.

Per quanto riguarda la fase di produzione, gli scarichi saranno decisamente limitati in quanto sono previsti solo durante le attività di manutenzione in piattaforma.

4.6.1.3 Immissione di Metalli nei Sedimenti

L'attività di adeguamento, perforazione, ripristino e produzione previste possono comportare il rilascio di quantità di metalli, principalmente piombo, zinco ed alluminio, che possono quindi accumularsi nei sedimenti marini.

Durante la fase di adeguamento e la successiva fase di perforazione, l'eventuale aumento di contenuto in metalli (in particolare di piombo) causato dalla presenza dei mezzi navali a supporto delle operazioni può essere considerato trascurabile in ragione del limitato numero di mezzi e della localizzazione in mare aperto delle operazioni.

Non si ritiene, quindi, che i possibili fenomeni di accumulo di metalli, provenienti dagli anodi sacrificali delle piattaforme o derivanti dal traffico navale possano produrre alterazioni significative nelle concentrazioni dei sedimenti.

Per quanto riguarda altre possibili fonti di inquinamento dei sedimenti, in ragione delle scelte progettuali adottate che non prevedono scarichi a mare né dei fanghi di perforazione né di acque di strato, non sono previsti particolari interazioni con il fondale.

L'interferenza indotta dal rilascio di metalli nei sedimenti è pertanto ritenuta di entità limitata e tale da non creare alterazioni permanenti nelle caratteristiche dei sedimenti.

4.6.1.4 Effetti di subsidenza/rilievi ortometrici

La storia produttiva dimostra che la pressione media del giacimento si è mantenuta inalterata nonostante la produzione di idrocarburi. Tale comportamento è da ascrivere alla presenza di un acquifero molto esteso ed attivo. In considerazione della forte spinta d'acqua che caratterizza il giacimento di Rospo Mare, si ritiene che gli effetti indotti dal progetto relativamente al fenomeno di subsidenza siano trascurabili. Tali risultati sono confermati dalla mancanza di evidenze che possano indicare fenomeni di abbassamento del fondale in atto nei 25 anni di produzione del campo.

A tale riscontro si fa riferimento a precedenti rilievi topografici per la determinazione delle quote assolute delle piattaforme RSM A_B_C eseguite negli anni 1992, 2002 e 2004. In base ai risultati di tali rilievi, **nello scorrere degli anni, non si registrano scostamenti sensibili.**

L'ultima verifica del posizionamento piano altimetrico delle piattaforme del campo RSM è stata effettuata il 5/4/2004, pianificata attraverso il documento di sistema di gestione integrato Ambiente e Sicurezza "Multisito" DSI RGI 007 RSM/Alba "Scadenze autorizzative, tarature, analisi, controlli", del Campo e viene ripetuto all'occorrenza di attività significative e/o di perforazione (come per esempio per l'attuale progetto in corso).

4.6.1.5 Effetti di presenza di radionuclidi naturali "RADON"

Le precedenti perforazioni effettuate nel campo RSM **non hanno evidenziato criticità relative ad eventuale presenza di Radon legato all'attività estrattiva** con riferimento ai D.Lgs. 230/95[1], D.Lgs. 2241/00[2] e D.Lgs. 271/01[3], come dalle risultanze della relazione/monitoraggio eseguita nel mese di febbraio del 2005. Tuttavia Edison, in accordo alle procedure del Sistema di Gestione Integrato Ambiente e Sicurezza "multisito" e con riferimento al documento di sistema DSI-RGI-007-RSM/ALBA "Scadenze autorizzative, tarature, analisi, controlli", prevede opportune azioni di monitoraggio volte a garantire l'incolumità dei lavoratori durante le fasi di progetto.

4.7 Vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi

La descrizione delle perturbazioni ambientali e la stima dei possibili effetti sul comparto "Vegetazione, Flora, Fauna ed Ecosistemi" è stata effettuata facendo riferimento a progetti tecnicamente simili a quello proposto, e dati bibliografici nell'area interessata dalle operazioni.

Si evidenzia, tuttavia, che la componente "vegetazione" non verrà trattata nel seguito, in quanto ritenuta non rilevante in considerazione della localizzazione degli interventi.

Considerata la complessità del comparto ambientale in esame, al fine di analizzare nel dettaglio i potenziali effetti indotti dalle strutture a progetto sui diversi organismi, vengono di seguito esposte:

[1] Attuazione delle Direttive Euratom 80/836, 84/467, 84/466, 89/618, 90/641 e 92/3 in materia di radiazioni ionizzanti

[2] Attuazione della Direttiva 96/29/Euratom in materia di protezione sanitaria della popolazione e dei lavoratori contro i rischi derivanti dalle radiazioni ionizzanti

[3] Disposizioni integrative e correttive del D.Lgs.26/05/00 n.241, recante attuazione della Direttiva 96/29/Euratom in materia di protezione sanitaria della popolazione e dei lavoratori contro i rischi derivanti dalle radiazioni ionizzanti

- descrizione delle possibili perturbazioni e stimati i principali effetti generici legati alle attività in oggetto;
- stima delle possibili interferenze a partire dai gruppi di specie presenti nell'area della piattaforma;
- descrizione delle principali misure di mitigazione adottate.

4.7.1 Descrizione delle Possibili Perturbazioni e Stima Generale delle Interferenze

Nel seguito, per i singoli fattori di perturbazione individuati, viene effettuata una descrizione delle potenziali perturbazioni che ne possono derivare e dei relativi effetti sulle diverse componenti biologiche.

4.7.1.1 Presenza Fisica delle Strutture (Impianto di Perforazione e Piattaforma)

In generale, le perturbazioni dovute alla presenza fisica delle strutture si riflettono su tutti i livelli biotici quali plancton, benthos, necton e avifauna, in funzione delle diverse fasi operative e, in particolare:

- la fase di perforazione che preveda la presenza del jacket, dell'impianto di perforazione e delle navi di appoggio;
- la fase di produzione caratterizzata dalla presenza del jacket e del deck.

Mentre la piattaforma "RSM-B", in esercizio da 20 anni circa, rappresenta un elemento all'area di studio, in fase di perforazione la presenza del jack up rappresenta un elemento di anomalia che creano condizioni di habitat differenti rispetto a quelle attuali. La principale perturbazione che ne consegue è la sottrazione temporanea di habitat per le specie bentoniche.

Sebbene difficilmente quantificabile, anche l'avifauna potrebbe subire interferenze a causa della presenza della torre di perforazione o di altri elementi in elevazione, con conseguente rischio di collisione.

E' da considerare inoltre che l'infissione dei conductor pipe, sebbene comporti interazione con suolo/sottosuolo, rappresenta allo stesso tempo una barriera alla immissione di sostanze pericolose nell'ambiente idrico e nel suolo/sottosuolo risultando quindi anche una misura di prevenzione.

4.7.1.2 Presenza di Fattori Fisici di Disturbo (Rumore ed Effetto Luminoso)

Le perturbazioni imputabili alla presenza di fattori fisici di disturbo sono principalmente legate alla generazione di rumore e all'incremento della luminosità notturna dovuto alla presenza delle

strutture. Il primo fattore si riflette in particolare sulle specie ittiche e sui mammiferi marini, il secondo sugli organismi marini in generale e sull'avifauna. Nel seguito vengono descritti i possibili effetti indotti sugli organismi marini.

Rumore:

I rumori connessi all'attività di perforazione e produzione sono principalmente caratterizzati da basse frequenze. Durante la fase di installazione delle strutture l'incremento del rumore a bassa frequenza nell'area delle operazioni è determinato principalmente dalla battitura di pali di sostegno della piattaforma e dai lavori di installazione del conductor pipe. Successivamente, durante la perforazione, il rumore interesserà la colonna d'acqua nelle immediate vicinanze della piattaforma per la presenza delle apparecchiature a supporto della perforazione (generatori, pompe, compressori, tavola rotary, etc.). Stime basate su esperienze pregresse dimostrano che il rumore medio in mare, misurato nelle vicinanze di piattaforme simili è di circa 96 dB, alla frequenza di 240 Hz. Per quanto riguarda la fase di produzione, il rumore generato sarà decisamente più contenuto e limitato alle apparecchiature a bordo della piattaforma e di Alba Marina.

In generale, in mare, mentre i rumori ad alta frequenza hanno una capacità di propagazione molto bassa (un rumore emesso ad una frequenza di 100000 Hz, perde 36 dB di intensità per Km), quelli a bassa frequenza (inferiore ad 1000 Hz) mantengono valori di intensità molto elevati e non decrescono più di 0,04 dB per Km (Roussel, 2002).

L'elevata capacità di propagazione del rumore in mare, cinque volte superiore rispetto alla propagazione in aria, ha determinato un notevole sviluppo delle capacità uditive di molte specie marine e, in particolare nei cetacei. La maggior parte delle specie ittiche, infatti, può percepire ed emettere segnali a bassa frequenza, compresi tra i 50 ed i 3000 Hz, ad un limite di sensibilità di 125 dB (Evans & Nice, 1996; Mc Cauley, 1994).

I rumori a bassa frequenza di sensibile entità possono determinare un temporaneo allontanamento dell'ittiofauna ed un'interferenza con le normali funzioni fisiologiche e comportamentali di alcune specie. Il livello soglia di pressione sonora che può determinare effetti comportamentali sui pesci è stato determinato pari a 160 dB (re 1µPa). Tuttavia, studi dimostrano che, una volta rimossa la sorgente rumorosa, gli animali impiegano dai 20 ai 60 minuti per tornare a comportamenti normali (Thomson et alii, 2000). Per le uova e gli stadi larvali di specie ittiche, i danni dovuti al rumore avvengono a partire da 220 dB re 1 µPa20 (Turnpenny e Nedwell, 1994), valori decisamente superiori a quelli previsti per le attività in progetto.

I mammiferi marini, i cetacei e, in particolare, i piccoli odontoceti, sono in grado di emettere suoni a frequenze anche superiori ai 150 kHz che vengono utilizzati per l'ecolocalizzazione. In generale, maggiori sono le dimensioni dell'animale, minori sono le frequenze utilizzate. Ad esempio, i misticeti producono i segnali dominanti al di sotto di 1000 Hz, mentre i delfini di piccole dimensioni utilizzano segnali anche superiori ai 80000 Hz. In generale, gli effetti dovuti all'incremento di rumore a basse frequenze possono essere così classificati (Roussel, 2002):

- *effetti di tipo fisico*: danni all'apparato uditivo (temporanei e permanenti) e danni non uditivi (es. ai tessuti);
- *effetti percettivi*: copertura dei suoni utilizzati per la comunicazione intraspecifica e per l'ecolocalizzazione;
- *effetti comportamentali*: alterazione dei normali comportamenti (ad es. periodi di superficie minori e immersioni più lunghe) e di quelli sociali, aumento dell'aggressività, allontanamento dal luogo di origine delle attività rumorose (temporaneo o permanente), riduzione dei periodi di alimentazione e incapacità di localizzare le prede; effetti sulla riproduzione dovuti a stress;
- *effetti indiretti*: minor disponibilità di prede per allontanamento degli stock ittici.

Occorre tuttavia sottolineare la capacità dei mammiferi marini di adattarsi a rumori elevati e sviluppare una certa tolleranza nei loro confronti. Le specie più sensibili alle basse frequenze sono i cetacei appartenenti al gruppo dei misticeti, seguiti dagli odontoceti che compiono immersioni profonde (Capodogli e Zifi).

Queste specie non sono comunque da considerarsi frequenti nei pressi dell'area di studio, caratterizzata invece dalla presenza di delfini di medie dimensioni (tursiopi) e da occasionali presenze di delfini di piccole dimensioni (stenelle striate e delfino comune). I tursiopi utilizzano segnali fra i 40000 e 80000 Hz (Roussel, 2002), anche se è dimostrata la capacità di raggiungere i 200000 Hz (Notarbartolo di Sciara e Demma, 2004). Le stenelle striate ed i delfini comuni utilizzano invece frequenze superiori a 80000 Hz.

Dal momento che non esiste una normativa specifica che stabilisca i limiti delle emissioni rumorose in acqua ed i relativi effetti sugli animali marini, si è ritenuto di prendere come riferimento alcuni studi bibliografici esistenti. A questo proposito, i dati di letteratura scientifica evidenziano che i piccoli odontoceti mostrano segni di allarmismo per livelli di intensità compresi tra i 140 - 150 dB (Roussel, 2002) e che i tursiopi cominciano a mostrare una temporanea perdita di udito per livelli di pressione sonora tra i 192 ed i 201 dB (re 1 µPa), a seconda della frequenza (Perry,

1998). Per una stima delle possibili interferenze indotte da tale fattore sui mammiferi marini, si veda il Paragrafo 4.7.2.3.

Infine, per quanto concerne le tartarughe marine, studi scientifici hanno dimostrato la loro minore sensibilità alle emissioni sonore rispetto ai mammiferi (Thomson *et alii*, 2000). L'interferenza connessa alla generazione di rumore su tali organismi, presenti nell'area di studio, è quindi considerata trascurabile.

Illuminazione Notturna

La perforazione dei nuovi pozzi (200 giorni) sarà svolta nelle 24 ore. Durante tale fase, l'illuminazione notturna sia delle navi che delle strutture offshore può produrre un disturbo nei confronti degli organismi marini nell'intorno dell'area delle operazioni e, in particolare, nella parte più superficiale della colonna d'acqua.

Uno dei principali effetti dell'illuminazione notturna è un leggero incremento dell'attività fotosintetica del fitoplancton negli strati d'acqua più superficiali, con conseguente aumento della capacità di autodepurazione delle acque. Inoltre, la presenza di luce potrebbe modificare i bioritmi di alcuni organismi zooplanctonici presenti nelle zone normalmente buie. Nel lungo periodo, la perturbazione potrebbe diventare un fattore di stress per gli organismi e causare un decremento della produzione biologica del plancton. Altri effetti connessi all'illuminazione notturna possono essere quelli di attrazione o eventuale allontanamento di alcune specie ittiche.

Anche l'avifauna può essere influenzata dall'illuminazione notturna, sia nei comportamenti, a causa della modificazione del fotoperiodo, che nelle migrazioni per le specie che effettuano spostamenti ciclici. Le migrazioni degli uccelli si svolgono, infatti, secondo precise vie aeree che potrebbero subire delle "deviazioni" proprio per effetto di intense fonti luminose.

L'interferenza dovuta all'illuminazione risulta comunque difficilmente quantificabile con parametri definiti. Tuttavia, poiché la zona illuminata avrà un'estensione limitata e circoscritta all'area delle operazioni, gli effetti prodotti sulla flora e fauna marina possono essere considerati trascurabili. Come precedentemente descritto, è da sottolineare che il principale obiettivo del sistema di illuminazione previsto è quello di segnalare la presenza della struttura ed illuminare le aree di lavoro interne all'installazione.

4.7.1.3 Immissione di Metalli in Mare

In generale, le perturbazioni legate all'immissione di metalli in mare si riflettono a tutti i livelli di organismi marini, planctonico, nectonico e bentonico, in quanto sistemi strettamente interdipendenti tra loro. Da questi, attraverso la catena alimentare, gli effetti della presenza dei metalli si estendono ai principali predatori, quali gli uccelli ittiofagi.

Uno dei principali effetti rilevabili riconducibile al rilascio di metalli è il fenomeno del bioaccumulo, ossia la capacità degli organismi di concentrare, con diversi ordini di grandezza, sostanze chimiche inquinanti nei tessuti. Tale fenomeno, in caso di raggiungimento di concentrazioni elevate, può generare patologie di vario tipo, tra cui alterazioni a carico del patrimonio genetico.

In generale, studi scientifici condotti nell'alto Adriatico dimostrano che la distribuzione dei metalli totali disciolti è inversamente proporzionale alla salinità delle acque (Zago *et alii*, 2002): le concentrazioni rilevate ed il conseguente bioaccumulo decrescono, infatti, verso il mare aperto e dalla superficie al fondo.

Nel caso oggetto di studio, i principali ioni metallici che possono interferire con gli organismi marini sono piombo, zinco ed alluminio. Il rilascio di questi metalli è riconducibile a:

- rilascio in acqua di tracce di piombo presente nei carburanti dei mezzi navali impiegati durante le fasi di rimozione/installazione delle strutture metalliche, perforazione, e, in misura minore, durante la fase di produzione;
- rilascio di zinco ed alluminio dai sistemi di protezione catodica delle piattaforme (già esistenti).

Gli organismi bentonici filtratori, per la loro reperibilità e sedentarietà, associate ad una limitata capacità di regolazione delle concentrazioni interne, si prestano ad essere utilizzati come bioindicatori. Essi possono, infatti, assumere metalli pesanti dalla fase disciolta, dal fitoplancton e dal sedimento in seguito a fenomeni di risospensione (Bettiol et alii, 2004). Tuttavia, elevate concentrazioni di metalli nei tessuti non necessariamente indicano condizioni negative per questi organismi, ma possono rappresentare un potenziale pericolo man mano che gli inquinanti vengono accumulati nella catena alimentare, fino a raggiungere livelli limite per la salute umana.

In particolare, per quanto riguarda l'alluminio, non sono segnalati casi di tossicità in organismi marini. Non risulta infatti che gli organismi filtratori in mare abbiano la capacità di bioaccumulare tale elemento, ma un incremento del suo valore può essere dovuto alla presenza nei liquidi intravalvari. Nonostante la bibliografia esistente sugli effetti della presenza di alluminio nei sedimenti marini o nella colonna d'acqua risulti piuttosto scarsa, è dimostrata la capacità degli organismi filtratori di eliminare per via renale buona parte della concentrazioni di questo metallo,

che non viene quindi accumulato nei tessuti. Questa considerazione è confermata da uno studio effettuato sul bioaccumulo di metalli in organismi della laguna di Venezia (Bettiol et alii, 2004).

Piombo e zinco vengono, invece, bioaccumulati dagli organismi bentonici. Relativamente al piombo, l'effetto indotto è maggiore all'aumentare della permanenza sul sito dei mezzi navali. Per quanto riguarda lo zinco, l'effetto è legato al continuo rilascio da parte dei sistemi di protezione catodica (anodi sacrificali) presenti sulla piattaforma per l'intera durata di vita degli impianti (Mauri *et* alii, 2004). Gli organismi bentonici, in quanto insediati sulle strutture stesse, sono direttamente esposti a tali emissioni.

4.7.1.4 Immissione di Nutrienti e Sostanza Organica

La perturbazione imputabile alla presenza di nutrienti è la variazione del grado di trofia delle acque. Elevate concentrazioni di sali di azoto e di fosforo favoriscono lo sviluppo del fitoplancton, determinando in alcuni casi l'eccessiva proliferazione di microalghe, quali diatomee e di dinoflagellati responsabili del fenomeno dell'eutrofizzazione delle acque.

Nel progetto in esame, l'immissione di nutrienti e di sostanza organica è legata agli scarichi di reflui civili provenienti dal jack up durante la fase di perforazione e, in misura minore, dai mezzi navali e in fase di produzione dove l'unico contributo sarà limitato ai periodi di presidio della piattaforma. Tuttavia, la limitata durata delle operazioni, i ridotti volumi scaricati e la localizzazione in mare aperto della piattaforma rendono trascurabili tale fattore di perturbazione ed i conseguenti effetti sulle popolazioni fitoplanctoniche presenti.

4.7.1.5 Movimentazione di Sedimenti

Durante le operazioni di moving e posizionamento del jack up, diversi sono i potenziali fattori di perturbazione del fondale.

In generale, la sospensione di particelle fini potrebbe determinare un incremento della torbidità dell'acqua in prossimità del fondale marino e, di conseguenza, una riduzione della penetrazione della luce, con effetti sulle specie bentoniche e planctoniche in grado di compiere fotosintesi. Tuttavia, alla profondità dei fondali nell'area interessata dalle operazioni (circa 77 m), l'effetto sulle specie bentoniche può essere considerato del tutto assente, quello sulle specie fitoplanctoniche trascurabile, in quanto la zona eufotica non viene perturbata o viene perturbata solo in modo molto marginale.

4.7.1.6 Presenza di Mezzi Navali

Le perturbazioni dovute alla presenza dei mezzi navali saranno maggiori durante le fasi di adeguamento/ripristino della piattaforma e di perforazione, mentre saranno praticamente trascurabili nella fase di produzione del giacimento ritenendo modesto l'incremento della frequenza dei mezzi necessari al trasferimento dell'olio a terra.

Tali perturbazioni, in particolare, sono dovute a:

- generazione di rumore, i cui effetti su specie ittiche e mammiferi marini sono stati trattati nel Paragrafo 4.7.2;
- rilascio di metalli (piombo) e conseguente fenomeno di bioaccumulo negli organismi (Paragrafo 4.7.1.3);
- aumento delle torbidità dovuto agli ancoraggi e relativi effetti sulle biocenosi bentoniche e sul plancton (Paragrafo 4.7.1.5);
- incremento del traffico marittimo per il trasporto delle componenti impiantistiche, delle materie prime, dei rifiuti, del personale impiegato nelle operazioni, nonché per le attività di supporto e supervisione (vedere anche il Paragrafo 4.9.2.1).

L'incremento del traffico marittimo può interferire con specie, quali rettili e mammiferi marini, aumentandone il rischio di collisione. Tale rischio è tuttavia da ritenersi maggiore in presenza di mammiferi di grosse dimensioni, non presenti nell'area di indagine. Inoltre, l'area interessata dalle operazioni è normalmente soggetta a traffico marittimo, pertanto, l'incremento del rischio di collisione con le specie presenti può essere considerato del tutto minimo e, comunque, temporaneo.

4.7.2 Stima delle Potenziali Perturbazioni per Gruppi di Specie

Poiché la componente ambientale in oggetto è quella più direttamente influenzata dalle attività previste dal progetto, nel paragrafo presente, si è ritenuto utile effettuare una stima qualitativa delle possibili interferenze dovute alle perturbazioni sopra descritte dal punto di vista delle specie marine coinvolte ovvero, specie bentoniche, ittiche e mammiferi marini.

4.7.2.1 Potenziali Interferenze con le Popolazioni Bentoniche

Sottrazione e Modificazione di Habitat

La perturbazione principale sugli organismi esistenti è rappresentata da una variazione granulometrica dei sedimenti dovuta alla loro mobilitazione durante le fasi di moving e posizionamento del jack up e dalla sottrazione e modificazione temporanea di habitat legata alla presenza fisica della struttura stessa. Tutti gli studi condotti nell'area adriatica hanno dimostrato che nel caos di strutture fisse al depauperamento iniziale dovuto all'installazione della piattaforma, segue un rapido ripristino della comunità originaria, in media entro il terzo anno dall'installazione. Nel caso specifico del progetto le attività di perforazione sono di tipo temporaneo per cui l'influenza è ritenuta trascurabile.

In *fase di produzione*, in linea con quanto in essere da circa 20 anni, la parte della struttura della piattaforma immersa in mare può comportare un effetto di richiamo nei confronti di organismi bentonici tipici di substrati duri e, in particolare, di bivalvi filtratori, che, a loro volta, svolgono una funzione aggregante per numerose specie marine assenti o scarsamente presenti in condizioni normali. Tale effetto può essere considerato come compensazione della riduzione di habitat iniziale legata all'installazione.

Effetti legati alla Presenza di Contaminanti / Bioaccumulo

I risultati dei monitoraggi della durata di due/tre anni condotti su campioni di *Mytilus galloprovincialis* prelevati dal jacket di alcune piattaforme offshore installate in Adriatico indicano, nel complesso, una contaminazione limitata da parte dei vari inquinanti, spesso riconducibile a fattori stagionali, e limitate condizioni di stress rilevate sugli organismi.

In generale il principale metallo rilasciato in mare è l'alluminio. Tuttavia, come descritto in precedenza, non risulta che gli organismi filtratori in mare abbiano la capacità di bioaccumularlo.
I risultati dei monitoraggi su piattaforme analoghe mostrano infatti che il principale metallo bioaccumulato risulta essere lo zinco. Le alterazioni rilevate durante le varie campagne di monitoraggio e controllo eseguite in adriatico per alcuni degli indici biologici di stress utilizzati, i valori ottenuti sono sempre stati paragonabili a quelli riportati in letteratura per mitili provenienti dal mare aperto o da aree a inquinamento medio/basso ed inferiori a quelli di organismi presenti in ambienti inquinati (CNR-ISMAR e Eni, 2006). Per tale motivo l'interferenza prodotta dalle strutture è considerata non significativa.

4.7.2.2 Interferenza con le Specie Ittiche e l'Attività di Pesca

Dall'analisi delle perturbazioni effettuata nei paragrafi precedenti, si può dedurre che i principali fattori di disturbo nei confronti delle specie ittiche sono rappresentati dalle emissioni di rumore in

fase di adeguamento/ripristino della piattaforma e di perforazione, potenzialmente in grado di indurre un allontanamento temporaneo dell'ittiofauna.

È presumibile che tali perturbazioni possano riflettersi sulle attività di pesca, sia in termini di riduzione dei fondi pescabili disponibili, sia in termini di diminuzione di resa. L'elevata trofia del mare Adriatico, caratterizzato dalla presenza di bassi fondali e apporto di nutrienti dalle acque fluviali, unitamente alla presenza di fondali pressoché privi di zone rocciose, hanno da sempre consentito un'intensa attività di pesca, che negli ultimi decenni si è sviluppata principalmente mediante l'uso di reti a strascico.

La presenza in mare da circa 20 anni della piattaforma RSM-B permette di affermare che la attività che saranno eseguite eni pressi della stessa non influenzeranno le attività di pesca nei pressi del sito.

Occorre inoltre considerare come l'insediamento del biofouling (alghe, poriferi, molluschi, briozoi, ecc...) sulle strutture immerse costituisce un'importante fonte di nutrimento, con conseguente effetto di richiamo di numerose specie pelagiche e demersali. In generale, quindi, la presenza di strutture fisse in una zona di mare può infatti essere assimilabile ad una barriera artificiale che va a costituire un nuovo habitat, con zone idonee al rifugio di specie ittiche, favorendo la riproduzione, la deposizione delle uova e la crescita delle larve. Nel lungo periodo, l'effetto di ripopolamento della fauna marina esercita pertanto un'azione compensativa anche per quanto concerne l'attività di pesca, in quanto è presumibile che, una volta assestata la situazione generale dell'habitat marino nell'intorno delle piattaforme in fase di produzione, le rese della pesca a strascico nell'area vasta tornino ad aumentare.

4.7.2.3 Interferenza con i Mammiferi Marini

Ad oggi, i dati disponibili in merito agli effetti delle attività di perforazione e produzione di idrocarburi sugli odontoceti sono piuttosto limitati.

Particolarmente interessante per stimare la potenziale interferenza del progetto con i cetacei è lo studio condotto da Azzali et al. (2000) dove vengono individuate le aree maggiormente frequentate dai mammiferi in mar Adriatico e viene calcolato il conseguente livello di rischio per le specie dovuto all'attività di coltivazione di idrocarburi nel bacino. Ogni blocco individuato (30×30 miglia nautiche) è stato classificato:

- ad alto rischio se nell'arco di un anno sono stati effettuati più di 12 avvistamenti di tre specie in particolare (Tursiope, Stenella e Delfino comune);

- a basso rischio se gli avvistamenti effettuati sono stati meno di 4 e con la sola presenza dei Tursiopi.

Dall'analisi delle ricerche condotte, l'area di studio risulta interessata da un medio-basso livello di rischio per i cetacei, sia dal punto di vista del numero di avvistamenti, sia da quello delle specie presenti.

Il principale fattore di disturbo sui mammiferi marini è rappresentato dalla generazione di rumore il cui effetto è trattato al paragrafo 4.4.1.4. In generale, dati bibliografici dimostrano che la reazione degli odontoceti di piccole-medie dimensioni all'azione di disturbo provocata dalla presenza di mezzi navali è principalmente comportamentale e si manifesta con alterazione dei tempi di superficie e allontanamento temporaneo o permanente (Roussel, 2002).

4.7.2.4 Movimentazione di Sedimenti

Per quando concerne la mobilitazione di sedimenti, l'effetto del moving e posizionamento del Jack Up risulta trascurabile in quanto attività temporanea e spazialmente localizzata.

In fase di produzione, gli effetti di movimentazione dei sedimenti causati dalle fasi di cantiere divengono completamente trascurabili.

4.7.3 Misure di Mitigazione

Nel caso del progetto in esame, già in fase di ingegneria le operazioni richieste per le attività previste (adeguamento/ripristino della piattaforma, perforazione e messa in produzione) ed il proseguimento dello sviluppo del giacimento sono state accuratamente programmate e verranno realizzate in modo da minimizzare il disturbo all'area interessata dalle attività.

In particolare, per quanto concerne la perforazione, si è scelta l'opzione di utilizzare le installazioni esistenti (piattaforma "RSM-B") al fine di minimizzare gli impatti derivanti dalla posa in opera di una nuova struttura fissa sul fondo, riducendo notevolmente le perturbazioni su tutte le componenti ambientali considerate.

In questo modo tutte le eventuali interferenze saranno limitate alla temporanea fase di perforazione, ed, in particolare, alla presenza del Jack Up nei pressi della piattaforma.

In generale, sulla base di esperienze precedenti, si ritiene che la ricolonizzazione faunistica dell'area circostante la zona di installazione riprenderà a partire dalla fine delle attività di perforazione e sarà completata nel breve periodo.

4.8 Utilizzo risorse naturali

Per l'esecuzione della perforazione dei nuovi pozzi, l'utilizzo di risorse naturali sarà legato essenzialmente al consumo di combustibile necessario per la movimentazione dei mezzi di trasporto, a servizio del Jack-Up e delle operazioni di adeguamento/ripristino della piattaforma, nonchè per il funzionamento dei motori afferenti all'impianto di perforazione per il funzionamento dello stesso (200 giorni). Il maggior contributo al consumo di combustibile è indubbiamente legato al funzionamento dei 3 motori afferenti all'impianto di perforazione, per il quale è possibile stimare un consumo orario di circa una tonnellata di combustibile[1].

Tale consumo sarà comunque temporaneo e limitato alla sola fase di realizzazione dei nuovi pozzi.

Per la successiva fase di esercizio, l'operatività dei nuovi pozzi sarà gestita con i mezzi, il personale e le facilities già a servizio dei pozzi attualmente afferenti al campo produttivo Rospo Mare, non comportando quindi incrementi dei consumi energetici rispetto a quelli attualmente già a carico del campo produttivo Rospo Mare, fatta eccezione per l'eventuale necessità di idoneo sistema di "artificial lifting".

4.9 Aspetti socio economici

4.9.1 Identificazione degli Impatti per Fase Progettuali e Stima Preliminare dell'Interferenza

Al fine della stima dell'impatto sulla componente in esame, e con riferimento alle diverse attività previste, vengono di seguito elencati i principali effetti sul tessuto socio-economico indotti dalle diverse fasi progettuali.

In particolare, per il comparto in esame si può prevedere un impatto estremamente positivo dal punto di vista dei risvolti socio-economici.

Per quanto riguarda la produzione di olio per il Mercato Libero ed il conferimento di aliquote di prodotto, l'analisi è stata finalizzata a valutare i possibili effetti sul mercato italiano della produzione delle riserve attese.

4.9.2 Descrizione e Stima delle Interferenze

[1] Stewart & Stevenson Services Inc., Houston, Texas. EMD Emissions Data- Engine Model Numbers: 16-645-E8 and 12-645-E8.

4.9.2.1 Temporaneo Aumento del Traffico Navale

La realizzazione del progetto induce un aumento di traffico navale locale e sulle rotte di collegamento con la terra ferma, in particolare per i seguenti aspetti:

- incremento di traffico in fase di adeguamento/ripristino della piattaforma Rospo B connesso alla movimentazione dei mezzi per il trasporto delle strutture e delle materie prime necessarie;
- incremento di traffico connesso all'approvvigionamento dell'impianto di perforazione durante la fase di perforazione (diesel, chemicals, acque per il confezionamento fanghi di perforazione, personale impiegato in cantiere, etc.);
- incremento di traffico dovuto al trasporto dei rifiuti e dei reflui derivanti dalle attività di perforazione verso i centri di raccolta e trattamento a terra;

Il contributo maggiore all'incremento di traffico sarà determinato soprattutto dal passaggio di mezzi navali per il trasporto del materiale necessario al trasporto dell'acqua e dei chemicals per il confezionamento dei fanghi di perorazione, nonché al trasporto dei reflui a terra non essendo previsto lo scarico a mare di alcuna sostanza.

Una volta terminate le attività di perforazione, l'impatto connesso al movimento dei mezzi per le normali operazioni di manutenzione dell'impianto sarà notevolmente ridotto.

In relazione al ridotto numero di mezzi navali utilizzati e alla temporaneità delle operazioni di perforazione, l'incremento sul traffico marittimo nell'area è ritenuto non significativo e, pertanto, non sono prevedibili particolari misure di mitigazione, se non le normali procedure adottate da Edison per progetti analighi a quello proposto.

4.9.2.2 Interazione con la navigazione marittima (Passeggeri e Commerciale)

Il mare Adriatico è attraversato da numerose rotte di navigazione in relazione al numero significativo di porti di notevole importanza sia per la navigazione commerciale che passegeri.

In particolare, le rotte potenzialmente più interessate dal progetto sono quelle che attraversano l'Adriatico in senso trasversale (Italia-Croazia) o quelle longitudinali (Nord-Sud e Sud-Nord).
Essendo la piattaforma RSM-B presente da circa 20 anni non sono previste variazioni rispetto allo stato attuale delle rotte marittime presenti nell'area di studio.

4.9.2.3 Interazione con le attività di pesca

Da quanto già evidenziato nei paragrafi relativi agli impatti sulla componente Vegetazione, Flora, Fauna ed Ecosistemi e da quanto riportato nel Quadro di Riferimento Progettuale, l' interferenza

sull'attività di pesca consiste soprattutto nel disturbo nei confronti delle specie ittiche indotto dalle emissioni rumorose, prevalentemente durante le fasi di adeguamento/ripristino piattaforma e perforazione, potenziale causa di un temporaneo allontanamento dell'ittiofauna con riduzione delle pescosità nei tratti di mare nell'intorno dell'area delle operazioni;

Non sono previste interferenza importanti con le attività di pesca in quanto, essendo la piattaforma RSM-B installata da circa 20 anni, l'area risulta essere già interdetta alla pesca.
In generale, l'interferenza con l'attività di pesca è da considerarsi rilevante per la maggior presenza di mezzi navali e la generazione di rumore dovuta alle varie fasi di cantiere temporanei previsti. Una volta completate le operazioni di perforazione, durante la successiva fase di produzione, caratterizzata da una durata decisamente maggiore rispetto alle fasi precedenti, le interferenze saranno decisamente ridotte e quasi esclusivamente limitate ad eventuali interventi di manutenzione degli impianti.

Inoltre, in considerazione della limitata estensione dell'area già interdetta alla pesca per la presenza della piattaforma Rospo B, non sono prevedibili particolari effetti negativi sull'attività. Inoltre, dal punto di vista prettamente ambientale, occorre considerare che l'insediamento del biofouling (alghe, poriferi, molluschi, briozoi, ecc...) sulle strutture sommerse costituisce un'importante fonte di nutrimento, con conseguente effetto di richiamo di numerose specie pelagiche e demersali. Secondo studi effettuati per strutture analoghe, la presenza della piattaforma può essere assimilata ad una barriera artificiale che va a costituire un nuovo habitat, con zone idonee per il rifugio di specie ittiche, favorendo la riproduzione, la deposizione delle uova e la crescita delle larve. Nel lungo periodo tale effetto di ripopolamento della fauna marina potrebbe essere considerato come azione compensativa anche per quanto riguarda l'attività di pesca, favorendo la riproduzione delle specie e aumentando la pescosità delle acque nell'area interessata dall'intervento.

Misure di Mitigazione

Nel caso del progetto in esame, già in fase di ingegneria le operazioni richieste per le attività previste (rimozione/installazione deck superiore, perforazione e messa i produzione) ed il proseguimento dello sviluppo del giacimento sono state accuratamente programmate e verranno realizzate in modo da minimizzare il disturbo all'area interessata dalle attività.

In particolare, per quanto concerne la perforazione, si è scelto l'opzione di utilizzare le installazioni esistenti (piattaforma "RSM-B") al fine di minimizzare gli impatti derivanti dalla posa in opera di una

nuova struttura fissa sul fondo, riducendo notevolmente le perturbazioni su tutte le componenti ambientali considerate.

Si precisa, inoltre, che una volta terminata la vita produttiva dell'impianto in fase di rimozione della piattaforma sono previsti il taglio e l'asportazione totale di tutte le strutture esistenti fuori e dentro l'acqua, fino alla profondità di un metro sotto il fondale marino. Tale accorgimento progettuale garantisce la rimozione delle parti sporgenti dal fondo mare che potrebbero provocare danno alle reti utilizzate dai pescherecci.

4.9.2.4 Produzione di Olio

Lo sviluppo del campo ad olio di Rospo Mare si inserisce in un quadro di programmazione della politica energetica italiana, con lo scopo di favorire una razionalizzazione dello sfruttamento delle risorse interne e nell'ottica, altrettanto importante, di ammodernare gli impianti esistenti.

Inoltre, come riportato nel Quadro di Riferimento Programmatico (Paragrafi 1.1 e 1.1.3.3), la domanda di energia disponibile è in continuo aumento a seguito del notevole incremento dei consumi previsto nel breve periodo.

In questo contesto, il potenziamento della produzione di un giacimento esistente di significativa importanza, può rappresentare un contributo all'accrescimento delle risorse nazionali di idrocarburi e alla valorizzazione di questa fonte energetica.

Va inoltre sottolineato che l'intervento consentirà di fornire un servizio affidabile, ad elevato contenuto tecnologico e a ridotto impatto ambientale rendendo l'iniziativa estremamente interessante dal punto di vista dei risvolti socio-economici.

4.9.2.5 Conferimento di Aliquote di Prodotto (Royalties)

L'aumento della produzione del campo ad olio Rospo secondo le modalità descritte dal programma di sviluppo riportato nel Quadro di Riferimento Progettuale (contenente la stima dei volumi potenzialmente estraibili dal giacimento) determinerà la destinazione di aliquote di prodotto (royalties) allo Stato Italiano secondo le aliquote stabilite agli articoli 19 e 22 del D. Lgs. 625/96.

Tale decreto "disciplina la prospezione, la ricerca, la coltivazione e lo stoccaggio di idrocarburi nell'intero territorio nazionale, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana". In particolare l'Art. 19 (Armonizzazione della disciplina sulle aliquote di prodotto della coltivazione) prevede che per le produzioni ottenute a decorrere dal 10 Gennaio 1997, "il titolare di ciascuna concessione di coltivazione è tenuto a corrispondere annualmente allo Stato il valore di un'aliquota

del prodotto della coltivazione pari al 7% della quantità di idrocarburi liquidi e gassosi estratti in terraferma, e al 7% della quantità di idrocarburi gassosi e al 4% della quantità di idrocarburi liquidi estratti in mare".

All'Art. 22 (Destinazione delle aliquote relative a giacimenti nel mare territoriale), per le produzioni ottenute a decorrere dal 10 Gennaio 1997, l'aliquota in valore di cui all'articolo 19, quando è relativa a un giacimento situato in tutto o prevalentemente nel sottofondo del mare territoriale è per il 55% corrisposta alla regione adiacente. Nel caso di giacimenti antistanti la costa di due regioni, la quota di spettanza regionale è ripartita nella misura del 50% alla regione ove ha sede l'eventuale centrale di trattamento, e per la restante parte in modo proporzionale al numero di piattaforme fisse e strutture fisse assimilabili installate nel mare ad esse adiacente e in base alla situazione esistente al 31 Dicembre dell'anno cui si riferiscono le aliquote.

Per un dettaglio circa la stima dei quantitativi estratti si rimanda al Quadro di riferimento Progettuale. Tuttavia, si può anticipare che l'incremento produttivo totale previsto del campo grazie alla messa in produzione dei nuovi pozzi è stimato a circa 1419 m^3/anno x 1000.

In conclusione, in relazione alla buona produttività stimata per il giacimento Rospo Mare, si prevede che la destinazione di aliquote comporterà un impatto decisamente positivo sul comparto socio-economico italiano.

4.10 Monitoraggio dei parametri ambientali

Le tecniche di perforazione, di gestione delle attività di sviluppo e di prevenzione dei rischi adottate in fase di adeguamento/ripristino piattaforma, di perforazione, e di produzione del giacimento consentono di annullare o comunque minimizzare i rischi potenziali di contaminazione delle matrici ambientali identificati nei precedenti paragrafi.

Il controllo degli aspetti ambientali relativi agli impianti attualmente in esercizio nel campo Rospo Mare sono gestiti attraverso una serie di monitoraggi come previsto dai documenti del sistema di gestione ambientale e di sicurezza multisito di cui Edison è dotata (rif.documento DSI-RGI-007-RSM/ALB "Scadenze autorizzative, tarature, analisi, controlli") .

Relativamente alla fase di perforazione dei nuovi pozzi, Edison si propone di gestire gli impatti ambientali, individuati nella Tabella 4.9 "Aspetti ed impatti ambientali e relativa valutazione"; in accordo al Sistema di Gestione Integrato Ambiente e Sicurezza "multisito" e documento DSI RGI 004 RSM/ALBA "programma Ambientale e Sicurezza" del sito RSM è stato strutturato il

programma di attuazione relativo al progetto "SIA" per le attività di perforazione - RSM-B in esame, e riportato nella seguente Tabella 4.24.

La responsabilità del Programma è di Edison che deve indicare gli obiettivi, i traguardi, gli interventi, le attività di gestione, i mezzi, i tempi e le responsabilitlà delle azioni. Gli obiettivi e programmi dei vari siti operativi sono correlati tra loro in funzione di quanto previsto nella Politica Ambiente e Sicurezza.La sintesi dei punti qualificanti del Programma di attuazione, con indicazioni sullo stato avanzamento lavori saranno riportati nella stessa tabella.

Tabella 4.24 – Programma di attuazione relativo al progetto "SIA" attività di perforazione - RSM-B

PIANIFICAZIONE									VERIFICA	
SITO	**ASPETTO / IMPATTO AMBIENTALE**	**OBIETTIVO**	**TRAGUARDO**	**INTERVENTO**	**ATTIVITA' DI GESTIONE**	**MEZZI**	**TEMPI**	**RESPONSABILITA'**	**DATA**	**ESITO**
Attività di perforazione - RSM-B	EMISSIONI IN ATMOSFERA	Mitigazione delle emissioni	Limitare il rischio di perdite	Sorveglianza sulle attività di manutenzione e monitoraggio per la verifica del rispetto legislativo	Mantenere costantemente in stato di buona conservazione le apparecchiature con l'uso delle rispettive e specifiche procedure gestionali		Durante fase di perforazione	Edison		
	RUMORE/VIBRAZIONI	Garantire il rispetto delle disposizioni legislative vigenti	Garantire il rispetto delle disposizioni legislative vigenti	Effettuazione della valutazione dell'inquinamento acustico immesso in ambiente esterno da parte di un tecnico competente in acustica	Mantenere costantemente in stato di buona conservazione le apparecchiature con l'uso delle rispettive e specifiche procedure gestionali		Durante fase di perforazione	Edison		
	SCARICHI IDRICI	Mitigazione dell'impatto ambientale dovuto allo scarico	Garantire il rispetto delle disposizioni legislative vigenti	Sorveglianza sulle attività di manutenzione e monitoraggio per la verifica del rispetto legislativo	Mantenere in buona conservazione le apparecchiature		Durante fase di perforazione	Edison		
	SUOLO/SOTTOSUOLO	Garantire un elevato livello di protezione del suolo/sottosuolo	Garantire il rispetto delle disposizioni legislative vigenti	Monitoraggio per la verifica del rispetto legislativo sul RADON	Garantire il rispetto delle disposizioni legislative vigenti riguardante l'effetto del RADON		A fine attività di perforazione e messa in produzione	Edison		

PIANIFICAZIONE									VERIFICA	
SITO	**ASPETTO / IMPATTO AMBIENTALE**	**OBIETTIVO**	**TRAGUARDO**	**INTERVENTO**	**ATTIVITA' DI GESTIONE**	**MEZZI**	**TEMPI**	**RESPONSABILITA'**	**DATA**	**ESITO**
		da possibili contaminazioni	Garantire il rispetto delle disposizioni legislative vigenti	Monitoraggio per la verifica del rispetto legislativo SUBSIDENZA / QUOTA ORTOMETRICA	Garantire il rispetto delle disposizioni legislative vigenti riguardante l'effetto SUBSIDENZA / QUOTA ORTOMETRICA		A fine attività di perforazione e messa in produzione e	Edison		
	EFFETTI SU SPECIFICHE PARTI DELL'ECOSISTEMA	Mitigazione dell'impatto ambientale di rferimento (occupazione temporanea di fondale, aumento del trraffico navale, ecc…)	Garantire il rispetto delle disposizioni legislative vigenti	Porre attenzione nella sorveglianza degli sopra detti			Durante fase di perforazione	Edison		
	UTILIZZO DI ACQUA MARE, ACQUA POTABILE, COMBUSTIBILI, ENERGIE ED ALTRE RISORSE	Mitigazione dell'impatto ambientale connesso all'utilizzo della risorsa gasolio	Definizione oggettiva dei consumi di gasolio dell'impianto di petrforazione	Sorveglianza dei consumi			Durante fase di perforazione	Edison		
		Mantenere costanti i consumi	Definizione oggettiva dei consumi delle risorse	Porre maggiore attenzione nel limitare eventuali sprechi di energia elettrica			Durante fase di perforazione	Edison		
	RIFIUTI	Mitigazione dell'impatto ambientale dovuto ai rifiuti prodotti durante la perforazione	Limitare i quantitativi prodotti	Prevedere la possibilità di utilizzare contenitori a rendere			Durante fase di perforazione	Edison		

PIANIFICAZIONE									VERIFICA	
SITO	**ASPETTO / IMPATTO AMBIENTALE**	**OBIETTIVO**	**TRAGUARDO**	**INTERVENTO**	**ATTIVITA' DI GESTIONE**	**MEZZI**	**TEMPI**	**RESPONSABILITA'**	**DATA**	**ESITO**
	Comportamento ambientale dei fornitori/appaltatori	Miglioramento delle imprese in campo		Formazione e informazione alle imprese sulla politica e norme comportamentali ambientali e della sicurezza di Edison spa	Promuovere il miglioramento dei livelli di comportamento ambientale e di sicurezza delle imprese. Effettuazione di audit presso i fornitori, nei cantieri e compilazione delle schede di valutazione dei fornitori a fine contratto		Durante fase di perforazione	Edison		

4.11 Misure di Controllo e di Mitigazione adottate

Le matrici riportate nel paragrafo 4.1 sono volte a identificare quali delle azioni di progetto potrebbero indurre interferenze e su quali componenti ambientali ne potrebbero ricadere gli effetti.

A seguito di tale individuazione, per ciascuna componente ambientale è stata fornita una valutazione dell'entità dell'interferenza causata dalle azioni di progetto.

Nel seguito, sono elencate le misure di controllo e mitigazione proposte e adottate da Edison per annullare, ridurre e minimizzare i potenziali impatti derivanti dalla realizzazione dei nuovi pozzi e dalla gestione operativa già in atto presso il campo produttivo Rospo Mare. Misure di controllo e mitigazione sono indicate anche nei Capitoli 2 e 3 e nelle trattazioni esposte nei precedenti paragrafi.

Inoltre, come già esposto nel paragrafo 4.9.2.3 si precisa che una volta terminata la vita produttiva dell'impianto in fase di rimozione della piattaforma sono previsti il taglio e l'asportazione totale di tutte le strutture esistenti fuori e dentro l'acqua, fino alla profondità di un metro sotto il fondale marino. Tale accorgimento progettuale garantisce la rimozione delle parti sporgenti dal fondo mare che potrebbero provocare danno alle reti utilizzate dai pescherecci.

4.11.1 Misure di controllo e mitigazione del rischio ambientale in fase di perforazione

L'alternativa di progetto selezionata (perforazione dei nuovi pozzi con tecnica ERD dalla esistente piattaforma RSM-B) presenta notevoli vantaggi, sia dal punto di vista tecnico che dell'impatto ambientale, come già illustrato nel paragrafo 2.3.1, e cioè:

- utilizzazione delle strutture esistenti,
- nessuna nuova struttura o condotta sottomarina da installare;
- razionalizzazione delle operazioni di produzione;
- semplificazione delle attività di smantellamento alla fine dello sfruttamento del giacimento.

In particolare, per quanto riguarda la realizzazione dei pozzi si adotteranno le seguenti misure principali:

- durante la perforazione verranno impiegate sostanze a basso impatto ambientale:
  - fanghi a base acquosa;
  - fanghi a base olio a bassa tossicità;
  - additivi di nuova generazione eco-compatibili;

- l'impianto di perforazione sarà configurato come "zero discharge", cioè sara dotato di strutture atte al contenimento dei fluidi utilizzati durante le attività di perforazione e completamento anche in caso di sversamenti accidentali;
- tutti i fluidi reflui ed i solidi di perforazione saranno trasferiti a terra in appositi contenitori stagni e qui trattati fino a rientrare nei parametri di legge per il conferimento in discariche autorizzate. Il ciclo di trasporto, trattamento e conferimento in discarica sarà effettuato da società autorizzate;
- nel caso di un improbabile sversamento accidentale in mare, la piattaforma ed i mezzi marittimi di supporto saranno dotati di appositi mezzi di contenimento e di solventi approvati;
- tutti i prodotti chimici e le attrezzature che lo richiedono, inviate sull'impianto di perforazione, saranno corredati dei rispettivi "safety data sheet". Il trasporto di chimici sarà effettuato con appositi contenitori (container, mini container);
- gli organi e le attrezzature di sollevamento saranno corredati di certificati in corso di validità;
- si prevede di interrompere la produzione dai pozzi di RSM-B durante le operazioni di approccio dell'impianto di perforazione e nelle fasi critiche di perforazione, taglio delle strutture, operazioni di sollevamento,etc;
- lavori diversi effettuati simultaneamente saranno regolati con apposita procedura (permessi di lavoro);
- l'accesso alle aree di lavoro sarà consentito al solo personale autorizzato ed in possesso delle necessarie certificazioni. Per ogni operazione non routinaria o che preveda la partecipazione di più competenze, saranno effettuate, a cura del responsabile Edison, apposite riunioni di sicurezza;
- nel corso di tutta la durata delle operazioni sarà assicurata l'evacuazione sanitaria a mezzo elicottero.

Le operazioni di pozzo saranno condotte nel pieno rispetto delle leggi e norme vigenti in materia di sicurezza, salute e ambiente.

Le modifiche alla piattaforma e le installazioni a mare saranno certificate in accordo a quanto previsto dalla normativa vigente e secondo quanto richiesto dalle autorità competenti.

La realizzazione dei nuovi pozzi nelle varie fasi d'ingegneria, costruzione, installazione verrà effettuata in accordo con le procedure aziendali Edison.

Particolare attenzione sarà rivolta all'applicazione delle procedure SIMOPS di cui Edison si è dotata per una corretta e sicura gestione delle operazioni di perforazione e messa in produzione svolte in simultanea.

4.11.2 Misure di controllo e mitigazione del rischio ambientale adottate per l'esercizio del campo produttivo Rospo Mare

L'Organizzazione è in grado di tenere sotto controllo gli impatti ambientali relativi all'esercizio del campo produttivo Rospo Mare monitorando e sorvegliando gli aspetti ambientali identificati (emissioni, scarichi, rifiuti, etc.) attraverso analisi dei parametri fisici, chimici e biologici, procedure operative, coinvolgimento del personale, gestione delle emergenze, manutenzione, etc., per un miglioramento continuo della qualità dell'ambiente.

Il controllo delle installazioni del complesso di Rospo Mare avviene tramite la Centrale SSM che è collegata con ponte radio alla piattaforma RSM-B, dalla quale si diramano le connessioni via radio con la piattaforma RSM-C e la F.S.0. Alba Marina, con cavo coassiale alla piattaforma RSM-A.

Il sito di Rospo Mare ha adottato procedure per la gestione delle emergenze, comprese quelle ambientali con lo scopo di definire le responsabilità, gli iter procedurali, le modalità di scambio delle informazioni con gli altri siti e tra il proprio personale, per evitare l'insorgere e il ripetersi dei disservizi e comunque per un continuo miglioramento della gestione operativa.

Il Sito ha predisposto un Piano di Emergenza, che comprende le emergenze ambientali e della sicurezza, con lo scopo di fornire uno strumento operativo per classificare le possibili situazioni di emergenza e per fronteggiarle qualora si dovessero verificare, coordinandosi con le altre parti interessate. Tale Piano viene distribuito al personale e alte imprese esterne operanti all'interno del Sito.

Annualmente vengono effettuate prove di simulazione sulle risposte alle emergenze coinvolgendo il personale e tutti i terzi presenti, secondo quanto previsto nel Piano di Emergenza.

Le situazioni di emergenza ambientale, che sono state previste per il Sito di Rospo Mare, non costituiscono, in ogni caso, un pericolo per la salute e l'incolumità della popolazione residente, in quanto è sempre possibile intervenire, in tempi brevi, per mettere in sicurezza gli impianti, limitare la durata e l'estensione dell'emergenza.

La situazione di emergenza può insorgere per:

- spargimenti di liquidi (olio greggio, olio lubrificante, prodotti chimici, etc);
- rumore dovuto a malfunzionamento di impianti;
- emissioni anomale dovute a malfunzionamenti o guasti alle apparecchiature;
- rotture accidentali degli oleodotti con relative perdite;
- • incendio di parti di impianto;
- • altri eventi dannosi.

Nel seguito sono riassunte le situazioni di emergenza individuate come rilevanti ai fini ambientali.

4.11.2.1 Operazioni di allibo

Durante le operazioni di allibo sono sempre presenti mezzi nautici di assistenza (rimorchiatore e supply vessel) dotati di attrezzature antincendio, antinquinamento e forniti di materiale disinquinante. Inoltre tali unita sono munite di reti parascintille nei fumaioli e in tutti gli scarichi di fumo provenienti dalla combustione. Le operazioni di allibo hanno inizio solo dopo aver disposto un impianto mobile a schiuma per la protezione del ponte di coperta e dopo aver verificato che tutti gli impianti antincendio delle navi siano pronti per l'immediato impiego.

4.11.2.2 Spargimenti di liquidi (olio greggio, olio lubrificante, prodotti chimici, etc.)

Nel caso di spargimenti accidentali in mare, di olio e di prodotti chimici, peraltro sempre limitati nei quantitativi, sono previste procedure di intervento per limitare l'impatto sull'ambiente. Durante le operazioni di allibo sono sempre tenute pronte all'impiego panne galleggianti, in modo da contenere un eventuale spandimento di prodotto. Inoltre qualora si verifichi un qualsiasi spandimento di idrocarburi in mare, le operazioni di allibo vengono sospese e viene informata la Capitaneria di Porto di Termoli.

4.11.2.3 Aspetti sismici, rotture accidentali degli oleodotti, perdite dagli oleodotti ed altri eventi dannosi

Lo scenario specifico circa gli aspetti sismici e altri eventi di cui sopra, sono assimilati nelle situazioni d'emergenza che costituiscono gli eventi eccezionali prevedibili nei centri operativi Edison, tutte le operazioni a seguito di questi eventi vengono gestite secondo la procedura prevista nel piano d'emergenza generale.

4.11.2.4 Incendio di parti di impianto

Il Sito è dotato di dispositivi antincendio, approvati dai Vigili del fuoco e da UNMIG, che intervengono per lo spegnimento, questo evento viene gestito secondo la procedura prevista nel piano d'emergenza generale.

4.12 Conclusioni

L'alternativa di progetto concernente la perforazione dei nuovi pozzi dall'esistente piattaforma Rospo Mare B non implica l'installazione di nuove strutture marine permanenti ed è quindi inequivocabilmente un intervento di entità minore rispetto alla realizzazione di una nuova piattaforma.

Dalle matrici di sintesi degli impatti riportate nei paragrafi 4.1.1 e 4.2.1 e dalle successive considerazioni esposte relativamente alle singole componenti ambientali considerate nello studio è possibile concludere che gli impatti indotti dal progetto sono in massima parte di durata temporanea e di bassa entità.

Essi sono infatti legati principalmente alla fase di perforazione, quindi alle specifiche attività di cantiere che li generano e risolti con il termine delle stesse, ed alla presenza fisica dell'impianto di perforazione.

Alcuni elementi di perturbazione tali da poter produrre modificazioni su alcune matrici, possono rappresentare al tempo stesso misure di prevenzione/mitigazione di altri impatti su altre matrici: tale è il caso della infissione dei conductor pipe che, sebbene comportino interazione con suolo/sottosuolo, rappresentano allo stesso tempo una barriera alla immissione di sostanze pericolose nell'ambiente idrico e nel suolo/sottosuolo.

Inoltre parte degli impatti potenziali sono annullati dalle misure di controllo e mitigazione adottate da Edison per l'esecuzione del progetto in studio e per la normale gestione del campo produttivo Rospo Mare (come riportato nella trattazione del Capitolo 2 e nel paragrafo 4.11).

Edison S.p.a. Business Unit Asset Idrocarburi – Distretto Operativo di Sambuceto inoltre è dotata di un sistema di gestione integrato UNI EN ISO 14001: 2004 – "Sistemi di Gestione Ambientale – Requisiti e guida per l'uso" e OHSAS 18001:2007 – "Sistemi di gestione della salute e sicurezza dei lavoratori – Specifiche", quindi di procedure atte a garantire il controllo del campo produttivo Rospo Mare e la corretta gestione operativa dello stesso e delle eventuali emergenze ambientali.

4.13 Bibliografia

- Azzali M., Rivas G., Modica A., Luna M., Farchi C., Giovagnoli L., Manoukian S. (2000) - Pre-impact baseline studies on cetaceans and their most important preys in the Adriatic sea. Proceedings of the 14th annual conference of the European Cetacean Society, Cork, Ireland 2- 5 April 2000:165.
- Bettiol C., Tagliapietra D., Frangipane G., Volpi Ghirardini A., Ghetti P.F., Colomban S., Argese E. (2004) - Bioaccumulo di metalli in organismi della laguna di Venezia. Casagrandi, R. & Melià, P. (Eds.) Ecologia, Atti del XIII Congresso Nazionale della Società Italiana di Ecologia (Como, 8-10 settembre 2003), Aracne, Roma. Online at
- BATTJES, J.A., 1985. Developments in Marine Technology, Vol. 2: Behaviour of Offshore Structures. Elsevier Science Publishers B.V., 1985.
- Calori G., Finardi S., Nanni A., Radice P., Riccardo S., Bertello A., Pavone F. (2005) Long-term air quality modelling in Ivrea and Torino areas: sources contribution and scenario analysis. Proc. of 5th Int. Conf. on Urban Air Quality, Valencia (Spain), 29- 31 March 2005.
- Cotton, W.R., Pielke R. A., Walko R. L. , Liston G. E., Tremback C. J., Jiang H., McAnelly R. L., Harrington J. Y., Nicholls M. E., Carrio G. G. and McFadden J. P., (2003): RAMS 2001: Current status anf future directions. Meteorol. Atmos. Phys., 82, 5-29.
- DiCristofaro, D.C. and Hanna S.R. (1989). OCD: The Offshore and Coastal Dispersion Model. Two volumes. EARTH TECH Report N. A085-1, prepared for Minerals Management Service, U.S. Department of the Interior, 381 Elden Street,
- Herndon, VA 22070-4817, under contract no. 14-12-0001-30396.
- Evans P., Nice H. (1996) - Survey of underwater sound generated by seismic activities impact on cetaceous.
- Finardi S., D´Allura A., Calori G., Silibello C., De Maria R., Cascone C., Lollobrigida F. (2005) Deterministic air quality forecasting system for Torino urban area: verification on winter and summer episodes. Proc. of 5th Int. Conf. on Urban Air Quality, Valencia (Spain), 29-31 March 2005.
- Finzi G. e Brusasca G. (1991). La qualità dell'aria. Modelli previsionali e gestionali - Masson, Milano, pp 346.
- Hanna, S.R., Schulman L.L., Paine R.J., Pleim J.E. and Baer M. (1985). Development and Evaluation of the Offshore and Coastal Dispersion Model. JAPCA, 35, 1039-1047.

- Hastings, M.C.; Popper, A.N. (2005) - Effects of Sound on Fish. Subconsultants to Jones & Stokes Under California Department of Transportation Contract N. 43A0139, Task Order 1 Funding Provided by the California Department of Transportation Prime Contractor: Jones & Stokes 2600 V Street Sacramento, CA 95818
- International Association of Oil & Gas Producers - OGP, 2003, Environmental Aspects of the Use and Disposal of Non Aqueous Drilling Fluids Associated with Offshore Oil & Gas Operations (Report N. 342)
- Ketten, D.R. (1998) - Marine Mammal Autority Systems: A Summary of Audiometric and Anatomical Data and its Implications for Underwater Acustic Impacts. NOAA Technical Memorandum. La Jolla, CA. September.
- Kim D-H, Kim S-J, Moon K-M, Lee M-H, Kim, K-J (Feb. 2001) - Influence on consumption rate and performance of aluminum sacrificial anode due to seawater velocity and pH variations. Journal of the Corrosion Science Society of Korea (Korea). Vol. 30, no. 1, pp. 1-10.
- Marine Mammal Impact Assessment, Pile Installation Demonstration Project, San Francisco - Oakland Bay Bridge, East Span Seismic Safety Project, PIDP 04-ALA- 80-0.0/0.5, August 200Marine Mammal Impact Assessment (August 2001).
- Mauri, M.; Spagnoli, F.; Marcaccio, M. (2004) - Heavy Metal in Sediments and Bioaccumulation in the Bivalve Corbula gibba in a Drilling Discharge Area. Annali di Chimica, 94, Società Chimica Italiana.
- McCauley R.D. (1994) - Environmental implications of offshore oil and gas development in Australia - seismic surveys.
- Nedwell J. et al., 2003, Measurements of Underwater Noise during piling at the Red Funnel Terminal, Southampton and observations of its effect on caged fish Mardi C. Hastings, Arthur N. Popper, 2005, Effects of Sound on Fish
- Nieuwstadt, F.T.M. (1977). The Dispersion of Pollutants over a Water Surface. Eighth International Technical Meeting on Air Pollution, Modeling and It's Applications, NATO/CCMS Dot. N. 80, pp. 337-359.
- Norsok Standard Common Requirements (1997) – Cathodic Protection. M-503, Rev.2, September 1997.
- Notarbartolo di Sciara, G.; Demma, M. (2004) - Guida ai mammiferi marini del Mediterraneo. 3th edition Franco Muzzio Editore, Padova.

- Perry, C. (1998) - A review of the impact of anthropogenic noise on cetaceans. IWC, IWC51SC/50/E9 1998.
- Ponti M., Abbiati M., Ceccherelli V.U., (2002) - Drilling platforms as artificial reefs: distribution of macrobenthic assemblages of the "Paguro" wreck (Northern Adriatic Sea). ICES Journal of Marine Science, 59: S316-S323.
- Reboul, M; Meteau, J L Mater (Feb.-Mar. 1985) - Sacrificial Aluminum Anodes for Cathodic Protection in Sea Water. Tech. (Paris). Vol. 73, no. 2-3, pp. 101-105.
- Relini G., Tixi F., Relini M., Torchia G., (1998) - The macrofouling on offshore platforms at Ravenna. International Biodeterioration & Biodegradation 41 (1998) 41- 55.
- Richardson et al., (1995) - Temporary shift in masked hearing thresholds of bottlenose dolphins, Tursiops truncatus, and white whales, Delphinapterus leucas, after exposure to intense tones. The Journal of the Acoustical Society of America -- June 2000 - Volume 107, Issue 6, pp. 3496-3508
- Robert C. Gisiner (1998) - Workshop on the effects of anthropogenic noise in the marine environment, 10-12 February 1998.
- Roussel E., (2002) - Disturbance to Mediterranean Cetaceans Caused by Noise.
- Cetaceans of Mediterranean and Black Seas: State of Knowledge and Conservation Strategies (Section 13).
- Robert C. Gisiner, (10-12 February 1998) - Workshop on the effects of anthropogenic noise in the marine environment. Marine Mammal Science Program Office of Naval
- Research.
- Robinson W. – RSTC - Noise Competent Person, 10 Febbraio 2006 - Noise Survey, Rig - Gorge Galloway,
- Silibello C., Calori G., Arduino G., Contardi C., Sordi F. (2005b) Model based yearly air quality evaluation on Piemonte region. Accepted at 10th International Conference on Harmonisation within Atmospheric Dispersion Modelling for Regulatory Purposes, Sissi (Malia), Crete, Greece 17-20 October, 2005.Sutton O.G., (1947), "The problem of diffusion in the lower atmosphere", Quart. J. R. Met. Soc. 73, pp. 257.
- S.R. Hanna, G.A. Briggs, R.P. Hosker Jr (1982). Handbook on atmospheric diffusion, Technical Information Center, US Department of Energy.
- Trozzi C., Vaccaro R. (1998). Methodologies for estimating air pollutant emissions from ships, Techne report MEET RF98.

- United Kingdom Offshore Operators Association – UKOOA, 2002, UKOOA Drill Cuttings Initiative Final Report
- US Environmental Protection Agency – US EPA, 2000, Environmental Assessment of Final Effluent Limitations Guidelines and Standards for Synthetic-Based Drilling Fluids and other Non-Aqueous Drilling Fluids in the Oil and Gas Extraction Point Source Category
- Vatova, A., 1949 - La Fauna Bentonica dell'Alto e Medio Adriatico. Nova Thalassia, 1 (3).
- Thomson, D.H.; Davis, R.A.; Belore, R.; Gonzalez, E.; Christian, J.; Moulton, V.D.; Harris, R.E. (2000) - Environmental assessment of exploration drilling off Nova Scotia. Rep. from LGL Ltd., King City, Ont., S.L. Ross Environmental Research Ltd., Ottawa, Ont., and Coastal Oceans
- Associates, Halifax, NS, for Canada/Nova Scotia Offshore Petroleum Board and Mobil Oil Canada Properties, Halifax, Nova Scotia. LGL Report N. TA 2281. 380 pp.
- Turnpenny, A.W.H.; Nedwell, J.R. (1994) - The effects on marine fish, diving mammals and birds of underwater sound generated by seismic surveys. Report by Fawley Aquatic Research Laboratories Ltd. for United Kingdom Offshore Operators Association Limited. London. 40 pp.
- Zago, C.; Capodaglio, G.; Barbante, C.; Giani, M.; Moret, I.; Scarponi, G.; Cescon, P. (2002) - Heavy metal distribution and speciation in the Northern Adriatic Sea. Chemistry and Ecology 18: 39-51.
- Zanini G., F. Monforti-Ferrario, P. Ornelli, T. Pignatelli, G. Vialetto, G., Brusasca, G. Calori, S. Finardi, P. Radice and C. Silibello (2004). The MINNI Project. Proc. of 9th Int. Conf. on Harmonisation within Atmospheric Dispersion Modelling for Regulatory Purposes, 1–4 June 2004, Garmisch-Partenkirchen (Germany), Vol. 1, 243-247.