

POLITECNICO DI MILANO  
FACOLTÀ DI INGEGNERIA INDUSTRIALE E DELL'INFORMAZIONE  
Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria Gestionale



**EXPLORATION & PRODUCTION:  
ANALISI STRATEGICO-ECONOMICA DELLA FASE  
UPSTREAM DEL GAS NATURALE IN ITALIA**

*Relatore:* **Chiar.mo Prof. Davide CHIARONI**

*Tesi di laurea di:*

**Elisabetta ANCONA**

matr. n° 803606

**Lorenzo BARBIERI**

matr. n° 803605

*Anno Accademico 2013/2014*



# Indice

<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Introduzione</b>	<b>xv</b>
<b>La metodologia seguita</b>	<b>xxi</b>
<b>1 Lo scenario attuale e futuro</b>	<b>1</b>
1.1 Lo scenario attuale . . . . .	1
1.1.1 Domanda e offerta di energia nel mondo . . . . .	1
1.1.1.1 Mercato internazionale del petrolio . . . . .	2
1.1.1.2 Mercato internazionale del gas . . . . .	4
1.1.1.3 Mercato internazionale del carbone . . . . .	9
1.1.1.4 Energia nucleare . . . . .	10
1.1.2 Domanda e offerta di energia in Italia . . . . .	10
1.1.3 Domanda e offerta di gas naturale in Italia . . . . .	12
1.1.4 Mercato e concorrenza . . . . .	15
1.1.4.1 Struttura dell'offerta di gas . . . . .	15
1.1.5 Infrastrutture del gas . . . . .	19
1.1.6 Mercato all'ingrosso del gas . . . . .	31
1.2 Lo scenario futuro . . . . .	33
1.2.1 Domanda d'energia mondiale . . . . .	33
1.2.2 Il contesto europeo per il settore gas . . . . .	39
1.2.3 Il mercato del gas naturale in Italia . . . . .	44
<b>2 La filiera del gas naturale</b>	<b>51</b>
2.1 Introduzione . . . . .	51
2.2 Upstream . . . . .	52
2.2.1 Attività esplorativa . . . . .	52
2.2.1.1 Scelta delle aree . . . . .	53
2.2.1.2 Acquisizione del titolo minerario . . . . .	55
2.2.1.3 Rilievi diretti ed indiretti . . . . .	57
2.2.2 Coltivazione . . . . .	58
2.2.2.1 Coltivazione onshore . . . . .	59
2.2.2.2 Coltivazione offshore . . . . .	62
2.3 Midstream . . . . .	65
2.3.1 Gasdotti . . . . .	65
2.3.1.1 Caratteristiche tecniche . . . . .	66
2.3.2 Trasporto via nave . . . . .	67
2.3.2.1 Trasformazione del gas in GNL . . . . .	68

2.3.2.2	Le navi . . . . .	68
2.3.2.3	Terminali di rigassificazione e stoccaggio del GNL . . . . .	70
2.3.3	Stoccaggio . . . . .	74
2.3.3.1	Tipologie di stoccaggio . . . . .	76
2.4	Downstream . . . . .	78
2.4.1	Vendita all'ingrosso . . . . .	79
2.4.1.1	La borsa del gas . . . . .	81
2.4.1.2	Mercati fisici e mercati virtuali . . . . .	82
2.4.2	Vendita al mercato finale . . . . .	86
<b>3</b>	<b>Tecnologie per l'estrazione</b>	<b>89</b>
3.1	Esplorazione . . . . .	89
3.1.1	Prospezione . . . . .	89
3.1.1.1	Prospezione gravimetriche . . . . .	90
3.1.1.2	Prospezione magnetica . . . . .	90
3.1.1.3	Prospezione magnetotellurica . . . . .	91
3.1.1.4	Prospezione sismica . . . . .	92
3.1.1.5	Prospezione elettrica . . . . .	93
3.1.1.6	Prospezione telemetrica . . . . .	94
3.1.1.7	Altri tipi di prospezione . . . . .	94
3.1.2	Carotaggio . . . . .	95
3.1.2.1	Carotaggio meccanico . . . . .	96
3.1.2.2	Carotaggio geofisico . . . . .	96
3.1.2.3	Carotaggio elettrico . . . . .	97
3.1.2.4	Carotaggio radioattivo . . . . .	97
3.1.2.5	Carotaggio acustico . . . . .	98
3.1.2.6	Carotaggio termico . . . . .	98
3.1.2.7	Carotaggio geochimico . . . . .	98
3.1.2.8	Carotaggio gassoso e bitumoso . . . . .	98
3.1.2.9	Carotaggio microbiologico e ossiriduttivo . . . . .	98
3.2	Coltivazione . . . . .	99
3.2.1	Coltivazione onshore . . . . .	99
3.2.1.1	Sistemi di sollevamento . . . . .	101
3.2.1.2	Sistema di rotazione . . . . .	102
3.2.1.3	Sistema di circolazione . . . . .	104
3.2.1.4	Sistema di generazione e distribuzione della potenza . . . . .	106
3.2.1.5	Batteria di perforazione . . . . .	107
3.2.1.6	Scalpelli . . . . .	110
3.2.1.7	Testa pozzo . . . . .	113
3.2.1.8	Apparecchiature di sicurezza . . . . .	115
3.2.1.9	Rivestimento e cementazione del pozzo . . . . .	118
3.2.1.10	Separazione gas-liquidi . . . . .	120
3.2.1.11	Riscaldamento del gas . . . . .	121
3.2.1.12	Regolazione manuale . . . . .	122
3.2.1.13	Misura del gas . . . . .	122
3.2.1.14	Misura dei liquidi . . . . .	122
3.2.1.15	Gas strumenti . . . . .	123

3.2.1.16	Trattamento delle acque . . . . .	123
3.2.2	Coltivazione offshore . . . . .	124
3.2.2.1	Impianti di perforazione appoggiati sui fondali . . . . .	124
3.2.2.2	Impianti a perforazione galleggianti . . . . .	130
3.3	Ingegneria della perforazione . . . . .	132
3.3.1	Introduzione . . . . .	132
3.3.2	Stesura del programma di perforazione . . . . .	134
3.3.2.1	Previsione e calcolo dei gradienti di pressione . . . . .	134
3.3.3	Tensioni nel sottosuolo, pressioni nei pori, pressione di fratturazione . . . . .	135
3.3.4	Programma casing . . . . .	135
3.3.5	Programma fango . . . . .	137
3.3.6	Programma idraulico . . . . .	138
3.3.7	Programma di cementazione . . . . .	139
3.3.8	Scelta degli scalpelli . . . . .	141
3.3.9	Stabilizzazione . . . . .	142
3.3.10	Scelta impianto, teste pozzo e BOP . . . . .	143
3.3.11	Controllo della perforazione . . . . .	144
3.3.12	Costi di perforazione . . . . .	144
3.3.13	Chiusura mineraria . . . . .	145
<b>4</b>	<b>Analisi strategico-economiche</b>	<b>147</b>
4.1	Concessioni di ricerca e coltivazione in italia . . . . .	147
4.1.1	Titoli minerari . . . . .	147
4.1.2	Produzione . . . . .	151
4.1.2.1	Operatori . . . . .	155
4.1.3	Riserve . . . . .	158
4.2	Analisi degli operatori intervistati . . . . .	161
4.2.1	Aziende integrate . . . . .	161
4.2.2	Aziende esplorative . . . . .	162
4.2.3	Aziende produttrici e fornitrici d'impianti . . . . .	163
4.2.4	Aziende di consulenza . . . . .	164
4.2.5	Aziende di coltivazione . . . . .	165
4.3	Distribuzione dei costi lungo la filiera upstream . . . . .	165
4.4	Analisi del settore . . . . .	167
4.4.1	Analisi PEST . . . . .	167
4.4.2	Modello delle 5 forze di Porter . . . . .	170
4.4.3	Analisi SWOT . . . . .	173
<b>5</b>	<b>La normativa nell'Upstream</b>	<b>175</b>
5.1	La strategia energetica nazionale . . . . .	175
5.1.1	Gli obiettivi . . . . .	175
5.1.2	Le priorità d'azione . . . . .	176
5.1.3	Ricadute della SEN sull'estrazione di gas naturale . . . . .	177
5.1.4	L'opinione degli operatori sul hub proposto nella SEN . . . . .	180
5.2	Il titolo V della costituzione italiana . . . . .	181
5.3	Decreto legislativo 625/1996 . . . . .	182
5.4	Direttiva 98/30/CE . . . . .	186

## INDICE

---

5.5	Decreto legislativo 164/2000 . . . . .	187
5.6	Direttiva 2003/55/CE . . . . .	190
5.7	Decreto legislativo 239/2004 . . . . .	190
5.8	Legge 99/2009 . . . . .	191
5.9	Direttiva 73/2009/CE . . . . .	193
5.10	Decreti legislativi 128/2010 e 83/2012 . . . . .	194
5.11	Decreto legislativo 133/2014 . . . . .	195
5.12	Burocrazia . . . . .	200
5.12.1	Le conseguenze dei ritardi . . . . .	202
<b>6</b>	<b>Lo shale gas</b>	<b>203</b>
6.1	Introduzione . . . . .	203
6.2	Descrizione dello shale gas . . . . .	204
6.3	Le riserve . . . . .	206
6.4	Lo scenario europeo e globale . . . . .	207
6.5	Lo scenario italiano . . . . .	209
6.6	Impatto ambientale . . . . .	210
6.7	Breve storia della prospezione e dello sfruttamento . . . . .	211
6.8	Estrazione dello shale gas ed uso . . . . .	213
6.8.1	L'estrazione del petrolio dalle sabbie bituminose mediante la coltiva- zione dei giacimenti a cielo aperto . . . . .	216
6.8.2	Estrazione tramite perforazione orizzontale e fracking . . . . .	216
6.9	Il parere degli operatori . . . . .	220
<b>7</b>	<b>Conclusione</b>	<b>221</b>
	<b>Bibliografia</b>	<b>225</b>
	<b>Sitografia</b>	<b>228</b>

## Elenco delle figure

1.1	Confronto internazionale dei prezzi del gas \$/MBtu Fonte: AEEG . . . . .	7
1.2	Prezzo de gas naturale negli hub europei e alle frontiere (c€/m <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	8
1.3	Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento (c€/m <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	8
1.4	Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento (c€/m <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	9
1.5	Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali (€/tec) Fonte: AEEG . . . . .	10
1.6	Intensità energetica del PIL dal 1980 Fonte: AEEG . . . . .	12
1.7	Consumi di gas naturale per settore (Gm <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	12
1.8	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980 (Mm <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	15
1.9	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2013 (Mm <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	15
1.10	Immissioni in rete nel 2012 e nel 2013 (Mm <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	16
1.11	Importazioni lorde di gas nel 2012 e nel 2013 secondo la provenienza (Mm <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	17
1.12	Struttura dei contratti attivi nel 2013 secondo la durata intera Fonte: AEEG . . . . .	18
1.13	Struttura dei contratti attivi nel 2013 secondo la durata residua Fonte: AEEG . . . . .	19
1.14	Proiezioni sulla previsione domanda futura nei paesi OCSE e non OCSE al 2040 Fonte: IEA . . . . .	33
1.15	Proiezioni sulla previsione domanda futura in Cina, Usa e India al 2040 Fonte: IEA . . . . .	34
1.16	Divisione dei consumi d'energia nell'intervallo 2010-2040 Fonte: IEA . . . . .	34
1.17	Sviluppo delle principali fonti d'energia fino al 2040 Fonte: IEA . . . . .	35
1.18	Consumi di gas naturale a livello mondiale, 2011-2035 (mld/m <sup>3</sup> /a) Fonte: Cassa depositi e prestiti	36
1.19	Offerta di gas naturale a livello mondiale, 2011-2035 (mld/m <sup>3</sup> /a) Fonte: Cassa depositi e prestiti	37
1.20	Consumi di gas naturale in Europa, 2011-2030E (mld/m <sup>3</sup> /a) Fonte: Cassa depositi e prestiti . . . . .	39
1.21	Produzione di gas naturale nei Paesi UE27, 2011-2030 (mld/m <sup>3</sup> /a) Fonte: Cassa depositi e prestiti	40
1.22	Progetti di sviluppo della rete europea dei gasdotti Fonte: Cassa depositi e prestiti . . . . .	41
1.23	Dipendenza dall'estero per il fabbisogno di gas dei Paesi UE27, 2010 (%) Fonte: Cassa depositi e prestiti . . . . .	42
1.24	Bilancio domanda-offerta di gas naturale in Europa, 2010-2030 (mld/m <sup>3</sup> /a) Fonte: Cassa depositi e prestiti . . . . .	44
1.25	Mix di generazione elettrica in Italia, 2010-2020 (TWh) Fonte: Cassa depositi e prestiti . . . . .	45
2.1	Rappresentazione della filiera del gas naturale Fonte: Assolombardia . . . . .	51
2.2	Esempio di impianto di perforazione a terra . . . . .	59
2.3	Classificazione di Lahee Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	61
2.4	Esempio di impianto di perforazione a mare . . . . .	62
2.5	Posa delle condotte Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	65
2.6	Schema di trasporto via nave Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	68
2.7	Rappresentazione di una nave a serbatoio integrato Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	69
2.8	Rappresentazione di una nave a serbatoio autoportante Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	70
2.9	Rappresentazione di una metaniera ancorata al suolo Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	70
2.10	Rappresentazione di un serbatoio Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	71

## ELENCO DELLE FIGURE

---

2.11	Rappresentazione schematica di un impianto di rigassificazione Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	71
2.12	Rappresentazione di un gravity-based structures Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	72
2.13	Rappresentazione di un floating storage and regasification units Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	73
2.14	Rappresentazione dell'impianto di Rovigo . . . . .	73
2.15	Rappresentazione schematica di un giacimento a gas esaurito Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi	76
2.16	Rappresentazione schematica di un giacimento acquifero Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi	77
2.17	Rappresentazione schematica di un giacimento a formazioni saline Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	77
2.18	Confronto tra i vari sistemi di stoccaggio Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	78
2.19	Rappresentazione schematica di un hub fisico del gas naturale . . . . .	83
2.20	Rappresentazione schematica di un hub virtuale del gas naturale . . . . .	86
3.1	Schematizzazione di un pozzo Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	99
3.2	Schematizzazione di una testa di colonna Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	102
3.3	Schematizzazione di un sistema di circolazione Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	104
3.4	Schematizzazione di un impianto di perforazione Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	107
3.5	Stabilizzatore Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	108
3.6	A sinistra degli alesatori, a destra dei gruppi taglienti Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . .	109
3.7	Esempi di scalpelli: A) Scalpelli Tricorni B) Scalpelli a diamanti naturali C) Scalpelli PDC D) Scalpelli TSP E) Scalpelli impregnati Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	111
3.8	Testa pozzo Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	114
3.9	Testa pozzo con BOP Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	116
3.10	Separatore orizzontale Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	121
3.11	Separatore verticale Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	121
3.12	Forno a fiamma indiretta Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	122
3.13	Pontoni di perforazione sommergibili Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	124
3.14	Piattaforme di perforazione autosollevanti Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	125
3.15	Impianti di perforazione semisommergibili Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	131
3.16	Navi di perforazione Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	132
3.17	Schematizzazione di un BOP Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi . . . . .	144
4.1	Produzione di gas naturale tra il 2004 al 2013 Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico . . .	152
4.2	Produzione di gas naturale tra il 2004 al 2013 in mare Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico	153
4.3	Produzione di gas naturale tra il 2004 al 2013 per regione Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico . . . . .	155
4.4	Andamento delle quote di mercato tra il 2006 ed il 2013 Fonte: AEEG . . . . .	155
4.5	Ripartizione riserve tra marine e terrestri Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico . . . . .	159
4.6	Divisione delle riserve di terra tra regioni e per tipo Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico	160
4.7	Divisione delle riserve a mare tra regioni e per tipo Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico	160
4.8	Ripartizione dei costi lungo tutta la filiera upstream Fonte: Enciclopedia degli Idrocarburi . . .	166
4.9	Analisi SWOT . . . . .	173
5.1	Divisione delle imposte sulla produzione di gas Fonte: Nomisma Energia . . . . .	179
5.2	Produzione di gas e di petrolio in milioni di tep Fonte: Nomisma Energia . . . . .	180
5.3	Durata media delle varie fasi Fonte: Nomisma Energia . . . . .	202



5.4	Confronto tra media Italia e media mondiale rispetto al tempo Fonte: Nomisma Energia . . . . .	202
6.1	Suddivisione dei principali gas non convenzionali Fonte: Cassa depositi e prestiti	205
6.2	Schema geologico delle riserve di gas Fonte: IEA . . . . .	206
6.3	Presenza delle riserve di gas non convenzionale in Europa . . . . .	207
6.4	Presenza delle riserve di gas non convenzionale nel mondo Fonte: World Re- sources Institute . . . . .	208
6.5	Principali riserve di shale gas per paese (mld/m <sup>3</sup> ) Fonte: IEA . . . . .	208
6.6	Divisione per tipo di gas non convenzionale delle riserve nel mondo Fonte: IEA	209
6.7	Quantità di gas non convenzionale nel mondo nello scenario peggiore o migliore Fonte: IEA . . . . .	210
6.8	Sequenze nel fracking Fonte: ProPublica . . . . .	217
6.9	Schematizzazione delle differenze tra il proppante a base di sabbia e quello ceramico Fonte: Massimo Chiarelli-Esperto in tecniche avanzate di scavo in sotterraneo . . . . .	219



## Elenco delle tabelle

1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale (valori percentuali) Fonte: AEEG . . . . .	1
1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2009 al 2013 (Milioni di barili/giorno) Fonte: AEEG . . . . .	2
1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2009 al 2013 (Milioni di barili/giorno) Fonte: AEEG . . . . .	3
1.4	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo (Gm <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	4
1.5	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE (Gm <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	5
1.6	Consumi di gas naturale nell'Unione Europea (Gm <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	6
1.7	Importazione dei paesi OCSE per area di provenienza (Gm <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	7
1.8	Andamento dei principali indicatori economici ed energetici nazionali dal 2007 al 2013 (Dati energetici in milioni di tep) Fonte: AEEG . . . . .	11
1.9	Bilancio del gas naturale 2013 (Gm <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	14
1.10	Produzione di gas in Italia nel 2013 (Mm <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	16
1.11	Primi venti importatori di gas in Italia (Mm <sup>3</sup> ), importazioni lorde) Fonte: AEEG . . . . .	18
1.12	Reti delle società di trasporto nel 2013 (km) Fonte: AEEG . . . . .	19
1.13	Attività di trasporto per regione nel 2013 (Lunghezza reti in km, volumi riconsegnati in Mm <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	20
1.14	Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2013-2014 (Mm <sup>3</sup> standard al giorno) Fonte: AEEG . . . . .	21
1.15	Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2014-2015 al 2019-2020 (Mm <sup>3</sup> è standard al giorno) Fonte: AEEG . . . . .	22
1.16	Concessioni di stoccaggio in Italia Fonte: AEEG . . . . .	23
1.17	Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2012-2013 Fonte: AEEG . . . . .	23
1.18	Numero di operatori ripartiti in classe dal 2007 al 2013 Fonte: AEEG . . . . .	25
1.19	Volumi distribuiti dalle diverse classi di operatori (Mm <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	25
1.20	Attività di distribuzione per regione nel 2013 (clienti in migliaia, volumi erogati in Mm <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	26
1.21	Livelli di concentrazione nella distribuzione (Quota di volumi distribuiti dai primi tre operatori C3 e percentuale di clienti da questi serviti) Fonte: AEEG . . . . .	27
1.22	Composizione societaria dei distributori nel 2013 Fonte: AEEG . . . . .	27
1.23	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2013 (consumo medio in m <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	28
1.24	Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2013 (clienti in migliaia e volumi in Mm <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	29
1.25	Dimensione delle imprese che distribuiscono gas naturale per classe di addetti nel 2012 Fonte: AEEG . . . . .	30
1.26	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2012 e 2013 Fonte: AEEG . . . . .	30
1.27	Numero di operatori e vendite nel 2013 (Mm <sup>3</sup> ) Fonte: AEEG . . . . .	31
1.28	Mercato all'ingrosso nel periodo 2009-2013 Fonte: AEEG . . . . .	32
1.29	Approvvigionamento dei grossisti nel 2013 Fonte: AEEG . . . . .	32
1.30	Progetti per nuovi gasdotti Fonte: Cassa depositi e prestiti . . . . .	46

## ELENCO DELLE TABELLE

---

1.31	Progetti per nuovi terminali di rigassificazione Fonte: Cassa depositi e prestiti . . . . .	47
4.1	Permessi di ricerca in terraferma Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico . . . . .	149
4.2	Permessi di ricerca nel sottofondo marino Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico . . . . .	150
4.3	Concessioni di coltivazione in terraferma Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico . . . . .	150
4.4	Concessioni di coltivazione nel sottofondo marino Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico . . . . .	151
4.5	Produzione di gas naturale tra il 2004 al 2013 Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico . . . . .	151
4.6	Produzione di gas naturale tra il 2004 al 2013 in mare Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico . . . . .	153
4.7	Produzione di gas naturale tra il 2004 al 2013 a terra Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico . . . . .	154
4.8	Aziende produttrici di gas come soci di maggioranza o unici Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico . . . . .	157
4.9	Aziende produttrici di gas con quote minoritarie in joint venture Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico . . . . .	158
4.10	Aziende produttrici di gas divise per ubicazione pozzo e quota di proprietà Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico . . . . .	158
4.11	Riserve di gas in Italia in miliardi di m <sup>3</sup> Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico . . . . .	159
4.12	Aziende intervistate ripartite per categoria . . . . .	161
5.1	Confronto fra i diversi sistemi di tassazione . . . . .	179
6.1	Consumo d'acqua durante la produzione di gas ed olio non convenzionale Fonte:IEA . . . . .	214

## Abstract

La liberalizzazione dei mercati energetici europei del gas si sviluppa a cavallo tra il XX ed il XXI secolo in un periodo di importanti cambiamenti strutturali, in cui l'Europa ambisce ad assumere la leadership mondiale nella green energy promuovendo l'uso di fonti rinnovabili. Tuttavia questa leadership dovrà essere energicamente supportata dall'uso di gas naturale che assumerà nel breve-medio periodo un ruolo sempre più importante e rilevante all'interno del contesto europeo considerata anche la possibilità di renderlo un perfetto sostituto del carbone che, in Europa, sarà destinato a non venire più utilizzato per produrre energia. L'uso del gas naturale sta diventando uno dei fattori cardine nella ricerca dello sviluppo e risulta quindi fondamentale garantirsi un approvvigionamento sicuro e costante utilizzando anche le proprie riserve nazionali. Alla luce di queste considerazioni, il presente lavoro, traendo ispirazione dalla Strategia Energetica Nazionale elaborata dal Governo Italiano che focalizza l'attenzione sulla realizzazione nel nostro Paese di un hub europeo di trasporto e distribuzione del gas naturale, analizza le possibilità derivanti dallo sfruttamento delle risorse presenti sul territorio. L'elaborato delinea inizialmente lo scenario energetico attuale e come questo si evolverà, focalizzandosi in particolar modo sull'Italia; vi saranno quindi delle valutazioni in termini strategico-economiche considerando anche gli impatti derivanti dalle fasi a valle dell'estrazione, dallo stato dell'arte e dalle normative vigenti. Al fine di comprendere maggiormente le ricadute nel sistema economico è stato considerato il *sentiment* degli operatori presenti nel settore dell'Exploration & Production ed affini. Visto il ruolo sempre più rilevante degli idrocarburi non convenzionali, per maggior completezza, è stato trattato il tema dello shale gas in termini di tecnologia e di possibili ricadute sul settore energetico mondiale, sebbene in Italia la sua estrazione sia vietata ai sensi di legge.



# Introduzione

Per il contributo che il gas apporta alla produzione di energia mondiale, esso sta diventando una risorsa sempre più importante e si prevede che negli anni a venire sarà una delle principali fonti energetiche che si utilizzeranno, diventando più importante del petrolio e del carbone. Grazie alla sua versatilità ed alle ingenti riserve esso sarà uno dei combustibili più interessanti per il ventunesimo secolo; infatti risulta sempre più evidente come il gas sarà il sostituto del carbone ed, almeno in parte, del petrolio. Questo cambiamento è dovuto alle crescenti apprensioni per l'ambiente ed alla conseguente necessità di contenere il cambiamento climatico globale. Per favorire uno sviluppo sostenibile nel rispetto del territorio, il miglior combustibile infatti, è il gas che, usato ad esempio in impianti di potenza a ciclo combinato, permette di garantire migliori output energetici a fronte di minori emissioni inquinanti. L'alternativa che insieme al gas sta diventando sempre più presente, è l'installazione di impianti ad energie rinnovabili ed il loro impiego; infatti negli ultimi anni queste risorse hanno trovato largo consenso in virtù di due fattori: la necessità di trovar nuove fonti d'energia non fossili che siano alternative alle fonti odierne e che garantiscano un minor impatto ambientale, ed inoltre favorire una maggiore diversificazione del mix energetico nazionale in modo da avere la possibilità di variare la fonte d'approvvigionamento. Conseguentemente, al pari del gas, esse diventeranno una delle fonti energetiche del futuro.

Il dato strutturale che si prevede per i futuri scenari energetici è l'incredibile aumento della domanda d'energia nel mondo che ha visto negli ultimi 40 anni un aumento del consumo mondiale di 6,6 miliardi di tonnellate equivalenti di petrolio (tep) e si proietta nei prossimi 25 anni un ulteriore aumento, trainato soprattutto dalle economie emergenti come la Cina. Finora abbiamo assistito ad una sostanziale stabilità della quota delle fonti fossili e in particolare degli idrocarburi, che coprono il 60%, così come quella delle altre fonti ma nel prossimo quarto di secolo possiamo auspicare in una riduzione delle fonti fossili nel mix energetico, derivante soprattutto dal calo del consumo di carbone, e un aumento delle risorse rinnovabili. L'Europa è l'esempio più lampante di questo cambiamento: essa infatti, con la strategia 20/20/20, invita ogni Stato a produrre una percentuale del 5,5% di energia da fonti rinnovabili a cui si aggiunge una quota nazionale calcolata in base al PIL mentre, con la Roadmap 2050, punta ad una decarbonizzazione del vecchio continente. Tuttavia anche nel futuro perdurerà il dominio degli idrocarburi sulle altre fonti, con un peso del 50% circa, mentre gli sviluppi tecnologici ed industriali potrebbero porre le premesse per una progressiva affermazione delle risorse rinnovabili. Un ruolo sempre più rilevante verrà assunto dal gas naturale che presenterà una crescita molto importante negli anni futuri, aiutata anche dalla possibilità d'avvalersi di numerosissimi giacimenti non convenzionali sparsi nel mondo che porteranno a riscrivere gli equilibri internazionali. Occorre quindi adottare decisioni coerenti per eliminare le criticità che attraversano i mercati internazionali degli idrocarburi.

I cicli storici di sostituzione delle fonti energetiche mostrano che la penetrazione di una fonte richiede un arco di tempo nell'ordine di mezzo secolo per raggiungere una quota del 20% dei

consumi ed è stato così sia per il carbone, che per il petrolio che per il gas. L'evoluzione energetica del XXI secolo verso un modello di società low carbon, col ricorso a nuove tecnologie, nuovi modelli organizzativi, nuovi assetti produttivi e nuovi comportamenti, richiederà archi di tempo non dissimili, implicando la rottura della path dependance oggi dominante. Questa transizione avverrà gradualmente richiedendo un contributo congiunto di tutto lo spettro di fonti su cui l'umanità può far conto in condizioni di stabilità economica e sostenibilità ambientale. Per queste ragioni si può ipotizzare che il gas naturale sarà la fonte che segnerà il tasso di crescita più consistente su scala mondiale, concentrato nella generazione elettrica. Restringendo il perimetro all'Europa, petrolio e gas naturale assicurano il 60% della domanda complessiva così come nel 1970 e sommando a questo dato il carbone si raggiunge il 76%. L'evoluzione attesa al 2035 indica che il 56% rimarrà soddisfatta dagli idrocarburi e si cercherà di dimezzare il peso del petrolio che rimarrà comunque dominante nei trasporti, in favore di un aumento del gas naturale al 30%. Per quanto riguarda invece le altre fonti, se il nucleare continuerà a rimanere stabile, avranno invece un significativo incremento le rinnovabili, che si stima arriveranno al 23%. Tuttavia, sebbene gli idrocarburi manterranno un'elevata importanza nel mix energetico, ci sarà un decrescente contributo della produzione interna e, di conseguenza, una maggior dipendenza estera soprattutto per quanto riguarda il gas naturale. La questione della sicurezza si porrà infatti in modo sempre più pressante per l'insieme dei paesi europei e in misura uguale tra gli stessi. Crescerà allora il divario di situazioni e interessi tra Europa e Stati Uniti dal momento che la prima sarà sempre più dipendente dall'estero mentre la seconda è sempre più indipendente nel gas grazie allo sfruttamento delle risorse non convenzionali. Attualmente infatti sono presenti, ed estraibili, riserve per shale gas di poco inferiori alle riserve convenzionali di gas; queste nuove scoperte porteranno sicuramente ad un'attenzione sempre maggiore alle riserve non convenzionali ed allo sviluppo di tecnologie sempre più efficienti per la loro estrazione. Queste enormi riserve risulteranno essenziali nel futuro di numerose nazioni e saranno una delle variabili macroeconomiche più rilevanti nel settore gas. Risulteranno sempre più importanti anche la possibilità di trasportare gas da un continente all'altro tramite l'uso di gas liquefatto, il che permetterà un mercato del gas sempre più globalizzato e collegato, nonché inasprirà la competizione globale portando ad una modifica dello status quo.

L'introduzione del gas e l'uso massiccio delle energie rinnovabili porterà ad una variazione del mix energetico, che toccherà direttamente anche il nostro Paese e l'Europa, entrambi sempre più dipendenti dalle importazioni estere. In tutto ciò il gas svolgerà un ruolo centrale: la liberalizzazione dei mercati energetici comunitari, le interconnessioni delle reti tra paesi europei e la realizzazione di un grande numero di infrastrutture sono il segnale che mostra come anche l'Italia stia puntando fortemente sullo sviluppo di questo combustibile fossile dalle elevate potenzialità ambientali ed energetiche per soddisfare i bisogni nazionali, in un'ottica di sempre più necessaria dipendenza dall'estero. Oltre al gas, sempre più influente sarà cospicuo il ruolo delle rinnovabili: l'Italia è infatti uno dei paesi con la maggior potenza installata a livello europeo, segno dei notevoli sforzi che si stanno facendo per soddisfare gli obiettivi presi con l'Europa (pacchetto 20-20-20) e con il mondo (protocollo di Kyoto).

In Italia il petrolio e il gas naturale continueranno a dominare il mix energetico anche se il loro peso sulla domanda totale scenderà rispetto l'81% del 1970. Per quanto riguarda il consumo e la domanda di gas naturale lo scenario è incerto e si possono fare diversi tipi di previsione. Negli ultimi anni infatti la domanda è calata a causa della crisi economica che il paese sta attraversando e se la ripresa non sopraggiunge, è difficile prevedere un aumento, anzi è possibile



che il trend rimanga in discesa. Tuttavia, ipotizzando un'uscita dalla crisi e una ripresa anche se incerta, uniti alla volontà di sostituire innanzitutto il carbone ed il petrolio con un maggiore utilizzo del gas naturale, è possibile che al 2025 questo cresca notevolmente. Quindi servono politiche di incremento dell'efficienza energetica e di sviluppo delle fonti rinnovabili ma anche risolvere le criticità del ricorso alle importazioni di idrocarburi. Servono allora le strategie di diversificazione geopolitica degli approvvigionamenti che il governo ha messo in luce nella Strategia Energetica Nazionale, come il rafforzamento, la modernizzazione delle infrastrutture e la valorizzazione delle risorse energetiche nazionali.

Sebbene gli impegni presi a livello internazionale portino a degli obblighi in tempi brevi, disporre di fonti di energia certe e convenienti è per ogni Paese un'esigenza fondamentale e l'Italia, anche a causa della propria vulnerabilità sia dal punto di vista economico sia dal punto di vista politico, necessita di un sistema d'approvvigionamento e di produzione di idrocarburi competitivo ed efficiente, in grado di garantire al paese fornitura sicura ed a prezzi ridotti. La crisi economica che sta attraversando la nostra nazione negli ultimi sei anni impone di avviare azioni che consentano una crescita rapida dell'economia. In questo senso il settore energetico risulta un cardine importantissimo per lo sviluppo di un Paese; dalle scelte fatte in questo settore può dipendere la competitività o meno di una intera nazione. A titolo d'esempio basti pensare all'impulso che le nuove tecnologie rinnovabili hanno dato all'economia italiana oppure all'efficienza energetica, fattore che sta diventando sempre più importante e che, anche secondo molti operatori, sarà la strada migliore da percorrere, all'ampliamento e alla modernizzazione delle infrastrutture e alla valorizzazione del patrimonio minerario degli idrocarburi. Negli ultimi anni quest'ultima possibilità è spesso stata ostacolata da diversi fattori, rilevabili sia nella disinformazione, sia in un risveglio di coscienze ambientaliste senza precedenti, sia dalla stessa burocrazia, lunga ed inefficiente, che porta ad attendere tempi epocali per ottenere i permessi necessari. Nonostante le pecche del nostro sistema statale il governo nazionale ha dimostrato con la Strategia Energetica Nazionale (S.E.N.) del 2013 di riconoscere l'importanza della materia energetica, tuttavia sono serviti e serviranno altri ritocchi alla normativa preesistente per rilanciare effettivamente il settore e raggiungere gli obiettivi prefissati. In particolar modo nella S.E.N. si riconosce l'importanza di riuscire a garantire lo sviluppo sostenibile degli idrocarburi presenti nel sottosuolo italiano.

Questo sviluppo è possibile grazie al fatto che l'Italia non è un paese povero di risorse petrolifere e gassifere e nel quadro geografico e geologico europeo, esclusi i grandi produttori del Mare del Nord, per quanto riguarda il gas, si attesta in quarta posizione per riserve e in sesta per produzione, non tanto per la povertà del sottosuolo ma per la mancata valorizzazione dello stesso e la mancata attenzione da parte delle grandi compagnie all'estrazione nel territorio italiano. Infatti nonostante la non trascurabile presenza di idrocarburi, l'attività di perforazione ha segnato un crollo a partire dai primi anni '80 concentrato nell'esplorazione, con 715 metri perforati nel 2011 contro i 269.000 del 1982. Ovviamente il calo è stato drastico anche per quanto riguarda i pozzi perforati: passati dai 139 del 1982 ai 37 del 2011, con quelli esplorativi crollati da 104 a 1. Questa anomalia risulta ancor più strana se si considera l'elevato tasso di successo tecnico, pari al 50%, dell'esigua attività esplorativa condotta nel periodo 2002-2011. Dei 74 pozzi realizzati, 39 hanno portato a nuove scoperte a dimostrazione delle potenzialità minerarie e dell'accresciuta capacità delle moderne tecniche di localizzare i pozzi esplorativi.

Questa situazione potrebbe essere causata dalle difficoltà che gli operatori riscontrano nella

normativa. Negli ultimi anni infatti lo sviluppo del settore estrattivo in Italia, nonostante l'interessamento della S.E.N., ha subito una perdita d'interesse a causa della burocrazia sempre più pensate e per leggi molte volte contraddittorie che prevedevano moltissime autorizzazioni ad ogni livello statale. Lo sviluppo che si auspica per il nostro Paese, sostenuto da alcuni recenti decreti legislativi, porterebbe numerosi benefici al settore. Innanzitutto si avrebbe un risparmio economico non indifferente, considerando che attualmente l'Italia è costretta a comprare sia l'eneltricità che il gas dall'estero a caro prezzo ed in quantità ingenti, in secondo luogo, un maggiore sviluppo del settore estrattivo porterebbe ad una maggiore certezza degli approvvigionamenti mettendo il nostro Paese nella condizione di poter garantire una maggiore sicurezza in una situazione d'emergenza, come già successo in tempi recenti con la crisi libica che ha ridotto il quantitativo di gas importato dalla Libia stessa. Infine anche il contributo alla crescita sarebbe importante per la grande quantità di investimenti, privati e in misura significativa esteri, che sarebbe possibile attivare in tempi rapidi, con una spinta alla produzione e al lavoro di molte imprese italiane che spesso trovano molto più facile operare all'estero che non nel nostro Paese. Ovviamente questo ultimo punto risente in particolar modo della presenza di un forte leader di mercato che, negli anni, non ha mai visto scalfire in modo significativo la propria quota di mercato, anzi l'ha vista restare costante se non addirittura crescere in determinati momenti della sua storia. Disporre di riserve energetiche e non sfruttarle porta molti svantaggi, non solo allo Stato, ma anche alle famiglie che vedono continuamente aumentare il costo delle bollette ed alle imprese che dovendo sopportare ingenti costi energetici perdono di competitività rispetto quelle operanti all'estero.

Quindi, per evitare fenomeni d'interesse particolaristico, occorre ricostruire nel Paese una consapevolezza collettiva sul ruolo che l'energia ha sul nostro sviluppo e sui costi che derivano dall'opporci alle soluzioni che si offrono. Risulta sempre maggiormente importante comprendere e far comprendere ai cittadini le potenzialità di un settore essenziale per il nostro Paese, così da garantire una sicurezza sempre maggiore per il futuro della nazione ed una competitività in grado di superare le grandi sfide che l'economia attuale ci propone, riuscendo anche a vincere particolarismi e malumori che possono nascere nelle singole comunità locali avendo sempre un occhio di riguardo per il nostro futuro e garantendo una ricerca sostenibile degli obiettivi proposti.

Data l'importanza che ricoprono gli idrocarburi nel mix energetico italiano e l'importanza che la Strategia Energetica Nazionale attribuisce allo sviluppo del mercato del gas, non solo dal lato importazioni favorendo una sempre maggiore facilità nella gestione dei flussi ma concentrandosi anche sulla valorizzazione sostenibile delle riserve di gas presenti nel sottosuolo italiano, questo elaborato si propone di dare un quadro riassuntivo del settore esplorativo ed estrattivo in Italia mettendo in luce vantaggi e difetti del nostro sistema Paese.

Il primo capitolo, dedicato agli scenari, definisce inizialmente il quadro energetico mondiale, per poi analizzare sempre più nello specifico il mercato del gas, mostrando i suoi nuovi sviluppi in Europa e come la situazione appaia attualmente ai vari player mondiali che vogliono investire in Italia. Vengono analizzate domande ed offerte delle diverse fonti di energia e come si sono evolute nel tempo. Per quanto riguarda il settore del gas in Italia, vengono analizzati gli operatori nei diversi stadi della filiera, produzione, trasporto e distribuzione, e quali sono stati i volumi di gas, prodotti, trasportati e distribuiti. Nella seconda parte del capitolo invece si cerca di analizzare quali trend si avranno nel futuro e come sta evolvendo lo scenario energetico

mondiale per poi calarsi più nello specifico nella situazione europea ed italiana mostrando quali sono le varie attività e le varie azioni che si stanno compiendo, anche alla luce delle recenti normative e dei più recenti progetti, per garantire la fornitura di gas agli stati membri dell'Unione e vedere quali saranno gli sviluppi futuri che si prospetteranno all'Europa.

Il secondo capitolo mappa brevemente l'intera filiera del gas. Partendo dalle attività di prospezione ed esplorazione, passando per il trasporto, fino alla distribuzione ai clienti finali, per comprendere l'importanza e le criticità che ciascuna fase presenta e per descrivere brevemente le tecnologie necessarie per garantire la possibilità di distribuire il gas in ogni abitazione o azienda. È necessario infatti soffermarsi a riflettere su quanti investimenti, imprese, impianti e tecnologie siano necessari per fare il modo che sia soddisfatto il fabbisogno di ogni persona, fisica o giuridica.

Dal terzo capitolo vi è un focus sulla fase upstream della filiera; vengono infatti analizzate le tecnologie per la fase esplorativa e quelle che si usano sia nell'area di trivellazione sia nella zona adiacente per il trattamento delle sostanze e la separazione del gas dal resto dei liquidi. In seguito vi è un breve riassunto sulle varie componenti necessarie alla costruzione ed alla messa in produzione di un pozzo. Le operazioni esplorative iniziano con una serie di prospezioni geofisiche e di carotaggi per ricostruire l'assetto geologico delle rocce che costituiscono il sottosuolo e per fornire ulteriori informazioni sulle rocce stesse e sulla potenziale natura degli idrocarburi presenti. Durante questa fase di ricerca è prevista la perforazione di pozzi esplorativi per accertare l'effettiva presenza di idrocarburi e valutare la qualità, la quantità e la capacità produttiva del giacimento. Per quanto riguarda la fase di sviluppo, per ottimizzare la produzione di idrocarburi, occorre perforare un numero adeguato di pozzi di produzione e installare in superficie le attrezzature necessarie alla separazione dei fluidi prodotti dalle componenti indesiderate. Completato lo sviluppo inizia la fase di coltivazione che consiste nella messa in produzione del giacimento; gli idrocarburi sono quindi estratti, trattati in loco e trasportati in impianti idonei per la raffinazione dove avviene la separazione dei restanti componenti prima della messa in commercio. Il giacimento viene continuamente monitorato durante la sua vita produttiva e, se necessario, vengono effettuati interventi per ottimizzare la produzione oppure si procede a progetti di recupero secondario mediante l'iniezione di gas o acqua, per aumentare la quantità di idrocarburi recuperabili.

Il quarto capitolo contiene un'analisi del settore esplorativo e produttivo in termini economici e strategici: viene analizzato il quadro italiano delle produzioni e delle riserve e come questo stia evolvendo nel tempo. Sono stati poi analizzati gli operatori presenti nella fase upstream e in particolare quelli che sono stati intervistati per l'elaborazione della tesina. Infine, utilizzando strumenti gestionali come la PEST, la SWOT ed il modello delle cinque forze di Porter, è stato analizzato il settore esplorativo, per meglio comprendere le dinamiche che lo attraversano.

La normativa alla quale bisogna attenersi per l'esplorazione e lo sfruttamento dei giacimenti sul territorio italiano è sommariamente trattata nel quinto capitolo, che contiene anche gli sviluppi che si attende la SEN e come questa strategia possa influenzare il mercato. Questo capitolo risulta importantissimo e cruciale nella comprensione di quali siano i vari problemi che influenzano l'estrazione in Italia e come essa abbia contribuito, in parte, alla creazione di questo stato di stallo.

## INTRODUZIONE

---

Infine il sesto capitolo analizza lo scenario attuale e futuro e le tecnologie per lo sviluppo dello shale gas, al quale non è stato dedicato largo spazio dal momento che in Italia è proibita la tecnica del fracking.

## La metodologia seguita

Il presente elaborato si propone inizialmente di definire lo scenario energetico attuale ed individuare quelli che potranno essere gli sviluppi futuri nel medio-lungo periodo, valutando poi, in particolare, come la fase di esplorazione e produzione e gli sviluppi in questo settore possano favorire lo sviluppo del Paese. L'obiettivo è comprendere se e come l'Italia potrà giocare un ruolo in Europa e se gli investimenti che ne dovessero conseguire siano attuabili nel nostro Paese e con quali ricadute sull'economia nazionale. Per giungere a ciò è necessario identificare i punti di forza e di debolezza del tessuto industriale che nel nostro Paese opera nel business del gas.

Per analizzare lo scenario attuale ed individuare quelli futuri sono state adottate diverse metodologie. È stata effettuata in primo luogo una rassegna della letteratura in materia, consultando i report, le analisi e le previsioni dei maggiori operatori, delle associazioni e agenzie internazionali del settore. Inoltre per avere un quadro maggiormente completo e probabile, sono stati analizzati anche i documenti che trattano le politiche energetiche che verranno adottate in Italia e in Europa; particolare importanza è stata data alla "Strategia Energetica Nazionale" approvata dal Governo italiano nel 2013 (S.E.N.). Di questa sono stati analizzati i principali interventi previsti e come la fase di exploration & production avrebbe potuto influenzarne i risultati attesi.

Per analizzare il settore estrattivo dal punto di vista strategico-economico è stato necessario innanzitutto analizzarne in modo approfondito la tecnologia per poter capire quali potessero essere le criticità, i costi e le fasi che lo attraversano e caratterizzano. Anche in questo caso è stato indispensabile conoscere in modo approfondito il contesto normativo italiano che regola questo settore e come la normativa stessa fosse influenzata dalle decisioni prese dall'Europa a livello centrale e da fenomeni di attualità.

Definito il contesto attuale e analizzata la tecnologia del settore, è stato redatto un questionario da somministrare tramite interviste telefoniche agli operatori del settore. Durante queste interviste sono stati raccolti ulteriori dati, previsioni ed informazioni sia sulla fase upstream della filiera, sia previsioni ed informazioni sul settore gas in generale, sia opinioni personali sulla realizzazione dell'hub e sullo shale gas. Infatti il questionario è stato pensato per conoscere l'impresa, il modello di business utilizzato e il mercato in cui essa opera ma anche per apprendere i pareri degli operatori rispetto i trend futuri. Le prime domande, piuttosto generali, ci hanno permesso di raccogliere informazioni rispetto alle dimensioni delle imprese del settore e alle dinamiche che regolano il mercato in cui esse operano, come la concorrenza e la localizzazione. Abbiamo in seguito approfondito le attività e i progetti di cui esse si occupano e le caratteristiche che le contraddistinguono. Infine gli addetti hanno espresso le proprie considerazioni in merito alla normativa vigente italiana, allo shale gas e all'hub sud-europeo e definito quali sono i trend attesi. Grazie a queste interviste è stato possibile chiarire il sentiment degli operatori riguardo al proprio mercato e agli scenari futuri.

## LA METODOLOGIA SEGUITA

---

Sulla base dei dati e delle previsioni raccolti dalla letteratura e dalle interviste agli addetti è stato possibile effettuare un'analisi strategico-economica del settore estrattivo, degli operatori presenti e di come questo possa evolvere nel futuro, tenendo presente la normativa e gli scenari attuali. È stato quindi possibile definire come la fase upstream potrebbe incidere sugli obiettivi della S.E.N., quindi sulla realizzazione dell'hub. Infine particolare importanza è stata riservata alle criticità del settore, soprattutto normative e burocratiche, ed è stato trattato il tema dello shale gas che, sebbene abbia un peso minore nello scenario italiano, è sicuramente un fattore importante nello scenario globale.

# Capitolo 1

## Lo scenario attuale e futuro

### 1.1 Lo scenario attuale

#### 1.1.1 Domanda e offerta di energia nel mondo

Nel 2013 l'economia mondiale è cresciuta ma con un tasso inferiore a quello registrato nel 2012, e, in particolare, nelle economie avanzate è aumentata la domanda finale mentre nei mercati emergenti, la domanda interna è rimasta ridotta ma l'attività è stata trainata dalle esportazioni. Negli Stati Uniti il tasso di crescita è sceso all'1,9% contro il 2,8% del 2012. In Europa il 2013 si è chiuso con una riduzione dello 0,4% e l'economia si sta sollevando lentamente, trainata dall'aumento delle esportazioni mentre i consumi rimarranno bassi soprattutto nei paesi più colpiti dalla crisi. In Giappone la crescita sta rallentando dopo un forte aumento nel 2012 e l'andamento futuro sarà condizionato dalla politica fiscale del governo. In Cina si è assistito a un forte rimbalzo nella seconda metà del 2013 grazie agli investimenti ma questo incremento potrebbe essere temporaneo a causa della politica di restrizione del credito e dell'aumento del costo del denaro. In India lo sviluppo è sostenuto dalla crescita delle esportazioni e da una politica di supporto agli investimenti.

Aggregato Mondiale	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Mondo</b>	-0,6	5,2	4,0	3,1	3,0
<b>Economie avanzate</b>	-3,5	3,0	1,6	1,4	1,3
Stati Uniti	-3,1	2,4	1,8	2,8	1,9
Unione Europea	-4,2	2,0	1,6	-0,7	0,4
Giappone	-5,5	4,7	-0,6	1,4	1,7
Comunità Stati Indipendenti	-6,4	4,9	4,8	3,4	2,1
<b>Paesi asiatici in via di sviluppo</b>	6,9	10,0	8,1	6,4	6,5
Cina	9,2	10,4	9,3	7,7	7,7
India	5,0	11,2	7,7	3,2	4,4
Asean-5	1,7	7,0	4,5	6,2	5,0
<b>America Latina e Caraibi</b>	-1,5	6,1	4,6	3,0	2,6
<b>Medio Oriente e Nord Africa</b>	3,0	5,5	4,0	4,1	2,4
<b>Africa sub sahariana</b>	2,7	5,4	5,3	4,8	5,1

Tabella 1.1: Tassi di crescita dell'economia mondiale (valori percentuali) Fonte: AEEG

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

---

Nell'area dell'euro è previsto che l'inflazione rimanga molto bassa con il conseguente rischio di un aumento reale del debito e dei tassi d'interesse reali che potrebbero mettere in pericolo lo sviluppo. Nelle economie emergenti il rischio è invece collegato alla volatilità dei mercati finanziari. La situazione in generale è quindi delicata e le prospettive di crescita non sono così ottimistiche.

### 1.1.1.1 Mercato internazionale del petrolio

Nel 2013 il consumo mondiale di petrolio ha raggiunto i 91,2 milioni di barili/giorno, l'1,45% in più rispetto l'anno precedente. L'incremento è stato di 1,3 milioni di barili/giorno contro gli 0,9 milioni dell'anno precedente. Tuttavia questo aumento globale è diversificato a livello regionale. La domanda infatti è pressoché stabile nei Paesi OCSE (+0,1 milioni), con un aumento significativo in Nord America (+1,7%), compensato da riduzioni in Europa e nel Pacifico.

I Paesi non OCSE hanno registrato un aumento del 2,7%, soprattutto in Cina e in America Latina e si sono avvicinati ai consumi dei Paesi OCSE. I differenti aumenti della domanda sono dovuti ad una crescita economica nei Paesi emergenti ed alle politiche di risparmio energetiche unite allo sviluppo delle fonti rinnovabili nei Paesi più sviluppati. Nel 2013 gli Stati Uniti con 18,93 milioni di barili/giorno, la Cina con 10,12 e il Giappone con 4,55 sono stati i maggiori consumatori.

	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Paesi OCSE</b>	46,3	46,9	46,5	45,9	46,0
Nord America	23,7	24,1	24,0	23,6	24,1
Europa	14,7	14,7	14,3	13,7	13,6
Pacifico	8,0	8,1	8,2	8,6	8,2
<b>Paesi non OCSE</b>	39,1	41,4	42,5	44,0	46,5
Russia e altri Paesi ex URSS	4,0	4,2	4,4	4,5	4,7
Europa	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Cina	7,9	8,9	9,3	9,8	10,5
Resto Asia	10,3	10,7	11,0	11,3	11,9
America Latina	5,7	6,1	6,2	6,4	6,8
Medio Oriente	7,1	7,3	7,4	7,7	8,0
Africa	3,4	3,5	3,5	3,7	3,9
<b>TOTALE MONDO</b>	85,4	88,3	89,0	89,9	92,5

Tabella 1.2: Domanda mondiale di petrolio dal 2009 al 2013 (Milioni di barili/giorno) Fonte: AEEG

Nel 2013 l'offerta mondiale di petrolio è stata pari a 91,6 milioni di barili/giorno, lo 0,66% in più rispetto al 2012. La produzione nordamericana è aumentata dell'8,2% raggiungendo il volume di 17,2 milioni di barili/giorno, sviluppo compensato dalla riduzione verificatasi in Europa, -5,7%, e nell'area del Pacifico, -1,7%. La produzione dei Paesi OCSE è stata di 21 milioni di barili/giorno mentre nei Paesi non OCSE è aumentata dello 0,3%.



## 1.1. LO SCENARIO ATTUALE

	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Paesi OCSE</b>	18,8	18,9	19,0	19,9	21,0
Nord America	13,6	14,1	14,6	15,9	17,2
Europa	4,5	4,2	3,8	3,5	3,3
Pacifico	0,7	,7	0,6	0,6	0,5
<b>Paesi non OCSE e non OPEC</b>	29,1	29,9	29,9	29,5	29,6
Russia e altri Paesi ex URSS	13,3	13,5	13,5	13,6	13,8
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	3,9	4,1	4,1	4,2	4,2
Resto Asia	3,6	3,7	3,6	3,6	3,5
America Latina	3,9	4,1	4,2	4,2	4,2
Medio Oriente	1,7	1,7	1,7	1,5	1,4
Africa	2,6	2,6	2,6	2,3	2,3
<b>Altro non OPEC</b>	3,6	3,9	4,0	4,0	4,1
Miglioramenti di raffinazione	2,0	2,1	2,1	2,1	2,2
Biocarburanti	1,6	1,8	1,9	1,9	2,0
<b>Totale non OPEC</b>	51,5	52,7	52,9	53,4	54,7
<b>Totale OPEC</b>	34,1	34,7	35,8	37,6	36,8
Greggio	29,1	29,2	29,9	31,3	30,4
Gas liquidi	4,9	5,6	5,9	6,3	6,4
<b>Totale mondo</b>	85,6	87,4	88,7	91,0	91,6
Variazione scorte	0,0	-0,9	-0,3	1,0	0,4

Tabella 1.3: Produzione mondiale di petrolio dal 2009 al 2013 (Milioni di barili/giorno) Fonte: AEEG

La produzione OPEC si è ridotta del 2%, scendendo a 36,8 milioni di barili/giorno. I fattori geopolitici sono stati determinanti soprattutto in Iran e Libia. La situazione è molto difficile in quest'ultimo paese per la presenza di gruppi locali che riescono a bloccare la produzione di petrolio e gas, quindi la produzione è calata da 1,38 milioni di barili/giorno a 0,30 milioni, con minimi di anche 0,22 milioni. In Iran invece si è ridotta a 320.000 barili/giorno, registrando un -11%. Nonostante questi problemi politici, l'OPEC non avrà problemi a soddisfare la propria domanda grazie alle riserve in Arabia Saudita e allo sviluppo della produzione in Iraq.

Nel 2013 il prezzo del Brent è stato mediamente inferiore al valore registrato nel 2012: 108,7\$/barile contro 111,6\$/barile, ossia -2,6%. Se si tiene conto dell'apprezzamento dell'euro, il differenziale tra i prezzi si nota ancora di più: 81,8€ nel 2013 contro gli 86,6€ nel 2012, con un calo del 5,5%. La volatilità del prezzo è stata anch'essa inferiore rispetto agli ultimi anni: il differenziale tra massimo e minimo nel 2013 è stato di 22\$/barile mentre nel 2012 di 39€/barile e nel 2011 di 31\$/barile.

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

### 1.1.1.2 Mercato internazionale del gas

Nel 2013 si è verificato un modesto incremento della domanda, pari a 40 miliardi di m<sup>3</sup>, che ha fatto registrare un +1,5% dopo il consistente aumento nel 2012 del 3,25%, ben distribuito tra i Paesi OCSE e altre aree. L'Europa, invece, ha mostrato una domanda di gas naturale stazionaria.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Paesi OCSE	1.534	1.490	1.572	1.568	1.607	1.618
Paesi ex URSS	608	557	594	612	627	633
Altri Paesi	933	962	1.060	1.112	1.165	1.187
<b>TOTALE MONDO</b>	<b>3.076</b>	<b>3.009</b>	<b>3.226</b>	<b>3.292</b>	<b>3.399</b>	<b>3.438</b>
Di cui Unione Europea	517	484	519	477	467	468

Tabella 1.4: Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo (Gm<sup>3</sup>) Fonte: AEEG

Le aree più dinamiche sono stati il Nord America e il Pacifico con aumenti del 2,3% e del 2,5%. In particolare nel Nord America è stato il Canada a registrare un incremento della domanda del 2,45%, rispetto l'1,96 degli Stati Uniti. Il Messico invece ha registrato un calo del 12,6%. Tra i Paesi asiatici invece è il Giappone ad essere calato dell'1,9% mentre la Corea ha avuto un incremento del 5,3%.

Area Di Consumo	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>OCSE Nord America</b>						
Produzione interna	809,2	809,6	824,4	866,3	894,2	898,1
Saldo import-export	7,9	12,4	17,1	12,3	6,1	4,2
Disponibilità	817,0	822,0	841,6	878,6	900,3	902,3
Variazione scorte	-14,0	3,4	-5,5	7,4	-2,5	-17,7
Consumo apparente	831,0	818,6	847,1	871,2	902,8	920,0
Consumo effettivo	818,1	802,0	829,1	856,0	881,8	901,9
<b>OCSE Pacifico</b>						
Produzione interna	46,5	50,9	53,9	57,2	59,6	64,7
Saldo import-export	118,3	107,2	122,9	140,1	150,2	155,8
Disponibilità	164,9	158,1	176,8	197,3	209,8	220,5
Variazione scorte	2,3	-0,9	1,3	1,5	-1,6	0,8
Consumo apparente	162,6	159,0	175,5	195,8	211,4	219,7
Consumo effettivo	162,8	159,7	174,1	195,3	210,6	215,8
<b>OCSE Europa</b>						
Produzione interna	306,8	289,3	293,5	273,0	274,3	269,3
Saldo import-export	249,0	242,4	263,4	252,4	227,5	227,9
Disponibilità	555,8	531,7	556,9	525,3	501,8	497,2
Variazione scorte	4,1	5,4	-9,6	8,9	0,2	-3,4
Consumo apparente	551,7	526,4	566,5	516,4	502,0	500,6
Consumo effettivo	553,5	528,6	568,8	516,4	502,3	500,5
<b>Totale OCSE</b>						
Produzione interna	1.162,5	1.149,8	1.171,8	1.196,5	1.230,0	1.232,1
Saldo import-export	375,2	362,0	403,4	404,7	350,1	387,8

(Continua alla pagina successiva)

## 1.1. LO SCENARIO ATTUALE

(Continua dalla pagina precedente)

Disponibilità	1.537,7	1.511,9	1.575,3	1.601,2	1.580,1	1.619,9
Variazione scorte	-7,6	7,9	-13,8	17,8	-4,1	-20,3
Consumo apparente	1.545,3	1.509,9	1.589,1	1.583,4	1.584,2	1.640,2
Consumo effettivo	1.534,4	1.490,4	1.572,0	1.567,7	1.598,7	1.618,1

Tabella 1.5: Bilancio del gas naturale nell'area OCSE (Gm<sup>3</sup>) Fonte: AEEG

In Europa le variazioni rilevanti si sono avute in Germania (+4,7%) e in senso opposto in Italia e in Spagna. Nel nostro Paese il consumo è stato penalizzato sia dalla situazione economica che dallo spiazzamento del gas nel settore termoelettrico a opera dell'aumento delle energie rinnovabili. Questo secondo fattore è presente anche in Germania, dov'è anche accompagnato a un uso sostenuto del carbone. In Regno Unito e in Francia secondo i dati IEA si sono leggermente ridotti i consumi mentre i dati Eurogas denotano un leggero aumento in Francia e una domanda stazionaria in Regno Unito. I Paesi Bassi invece registrano una domanda in crescita.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Δ(2013-2008)
Austria	8,6	8,4	9,4	9,3	8,9	8,5	-0,1
Belgio	17,6	17,9	19,9	17,5	18,4	17,7	0,1
Bulgaria	2,8	2,2	2,3	2,9	2,7	3,1	0,3
Danimarca	4,1	4,0	4,6	3,7	3,5	3,7	-0,4
Estonia	1,0	0,9	0,9	0,5	0,6	0,7	-0,3
Finlandia	4,6	4,1	4,5	4,0	3,6	3,5	-1,1
Francia	47,8	46,3	51,8	44,1	45,6	43,3	-4,5
Germania	84,9	80,8	84,2	77,7	84,2	88,8	3,9
Grecia	4,2	3,5	3,8	4,7	4,4	3,8	-0,4
Irlanda	5,3	5,1	5,6	4,9	4,8	4,7	-0,6
Italia	82,9	76,3	81,1	76,0	73,4	70,1	-12,8
Lettonia	1,6	1,5	1,8	1,6	1,5	1,5	-0,1
Lituania	3,1	2,6	3,0	3,2	3,1	3,3	0,2
Lussemburgo	1,3	1,4	1,5	1,2	1,3	1,2	-0,1
Paesi Bassi	41,1	41,1	46,1	40,9	38,2	46,5	5,1
Polonia	15,2	14,7	15,5	15,4	16,3	18,2	3,0
Portogallo	5,0	4,7	4,9	5,5	4,7	4,3	-0,7
Regno Unito	100,6	92,7	99,4	82,9	79,2	77,4	-23,2
Repubblica Ceca	8,4	8,0	8,8	7,9	8,0	8,4	-
Romania	15,0	12,8	13,4	13,9	13,4	12,5	-2,5
Slovacchia	5,5	5,0	5,4	5,3	5,1	5,9	0,4
Slovenia	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	-0,2
Spagna	41,4	37,1	37,0	34,4	33,6	29,9	-11,5
Svezia	1,0	1,3	1,7	1,4	1,2	1,1	0,1

(Continua alla pagina successiva)

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

(Continua dalla pagina precedente)

Ungheria	12,6	10,9	11,6	10,8	10,0	9,3	-3,3
<b>Unione Europea a 27</b>	516,9	484,2	519,1	470,5	466,5	468,2	-48,2

Tabella 1.6: Consumi di gas naturale nell'Unione Europea (Gm<sup>3</sup>) Fonte: AEEG

Dopo gli aumenti degli ultimi tre anni, la produzione nell'area OCSE si è fermata con un aumento dello 0,17% nel 2013. Per quanto riguarda il Nord America, sono diminuite le produzioni in Messico che ha registrato un -2,4% e in Canada, -0,64%, mentre negli Stati Uniti l'aumento è stato dello 0,91%. Questo valore riflette la riduzione della spinta a produrre legata allo sfruttamento dei giacimenti di shale gas sviluppati negli anni precedenti. I produttori sembrano in attesa delle previste esportazioni di GNL verso l'Europa e l'Estremo Oriente per verificare se l'eventuale aumento dei prezzi giustificherà un incremento della produzione. Lo sviluppo della domanda è stato sostenuto dalla riduzione degli stoccaggi. La produzione del Pacifico è aumentata dell'8,6% mentre in Europa si è verificata un'ulteriore riduzione della produzione del 1,8%. Questa riduzione ha riguardato tutti i Paesi, in particolare la Norvegia (-4,4%), ad eccezione dei Paesi Bassi che hanno fatto registrare un incremento del 7,8%. Le importazioni sono state importanti nell'area europea e del pacifico e in quest'ultima hanno coperto l'88% della domanda. Le importazione dai Paesi non OCSE nel pacifico ha rappresentato l'86% delle importazioni. In Europa c'è stato un incremento delle importazioni dalla Russia per un totale di 161,5 miliardi di m<sup>3</sup> a fronte di una riduzione dai Paesi del Medio Oriente e dall'Africa. Questa variazione riflette lo spostamento del mercato del GNL verso l'area del Pacifico. Nell'area europea le importazioni di GNL infatti sono scese da 66,3 a 51,2 G(m<sup>3</sup>). Tra il 2010 e il 2013 c'è stata una diminuzione di 40 G(m<sup>3</sup>) di disponibilità di GNL in Europa, con le maggiori riduzioni in Spagna e Regno Unito.

Area Di Provenienza	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>OCSE Nord America</b>	140,3	137,3	143,1	147,7	145,8	130,6
Paesi OCSE	127,9	122,2	124,7	125,2	130,4	117,6
Nord America	127,4	121,3	123,9	124,7	130,2	116,8
Pacifico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Europa	0,5	0,9	0,7	0,4	0,2	0,8
Paesi non OCSE	12,3	15,1	18,5	22,5	15,4	13,0
America Latina	8,6	6,8	7,0	6,0	7,0	-
Ex URSS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Medio Oriente	0,2	0,4	2,3	7,7	3,7	2,6
Asia	0,0	0,0	0,9	0,5	0,4	0,3
Nord Africa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Altri Paesi	3,6	8,0	8,3	8,3	4,3	10,1
<b>OCSE Pacifico</b>	139,4	129,5	147,6	165,6	180,5	189,3
Paesi OCSE	18,6	19,1	21,1	22,0	24,9	27,1
Nord America	1,0	0,8	0,9	0,7	0,7	-
Pacifico	17,4	18,3	19,9	20,5	23,3	25,9
Europa	0,2	0,0	0,2	0,9	0,9	1,2
Paesi non OCSE	120,9	110,5	126,5	143,5	155,6	162,2

(Continua alla pagina successiva)

## 1.1. LO SCENARIO ATTUALE

(Continua dalla pagina precedente)

America Latina	1,3	0,7	1,0	2,3	1,4	-
Ex URSS	0,0	5,1	12,0	13,7	14,3	14,6
Medio Oriente	41,5	35,7	38,2	45,8	54,5	51,7
Asia	60,2	56,7	60,6	59,0	53,5	42,7
Nord Africa	1,6	0,1	0,1	0,1	0,3	0,8
Altri Paesi	16,3	12,2	14,6	22,7	31,7	52,4
<b>OCSE Europa</b>	<b>437,9</b>	<b>434,7</b>	<b>468,2</b>	<b>478,6</b>	<b>458,3</b>	<b>479,2</b>
Paesi OCSE	170,5	173,2	173,6	189,6	198,9	215,6
Nord America	0,5	0,7	0,7	1,3	0,4	-
Pacifico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Europa	170,0	172,5	172,9	188,3	198,5	215,6
Paesi non OCSE	267,3	261,4	294,6	289,0	259,4	263,6
America Latina	5,3	6,5	5,0	3,7	2,6	-
Ex URSS	142,6	128,5	132,3	134,1	128,7	161,5
Medio Oriente	7,6	17,6	31,3	41,1	27,3	22,1
Asia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nord Africa	63,5	61,6	64,1	51,9	54,3	40,0
Altri Paesi	48,4	47,2	62,0	58,3	46,5	40,0

Tabella 1.7: Importazione dei paesi OCSE per area di provenienza (Gm<sup>3</sup>) Fonte: AEEG

Il mercato del gas mondiale è diviso in tre aree distinte: Stati Uniti, Europa ed Estremo Oriente. Ciò avviene sostanzialmente per due motivi: il continuo sviluppo della produzione americana da shale gas e l'aumento della domanda in Giappone dopo il terremoto, avvenuto nel marzo 2011 a Fukushima, che ha portato alla chiusura di alcune centrali nucleari. Negli Stati Uniti il prezzo del gas è aumentato a 5\$/10<sup>6</sup> BTU a seguito di un controllo della produzione e del crescente uso nel settore termoelettrico in sostituzione del carbone. Molte società proprietarie di impianti di gassificazione del GNL hanno ottenuto l'approvazione per la trasformazione a impianto di liquefazione e per l'esportazione di GNL. I volumi saranno maggiormente destinati al mercato asiatico e solo in parte a quello europeo.

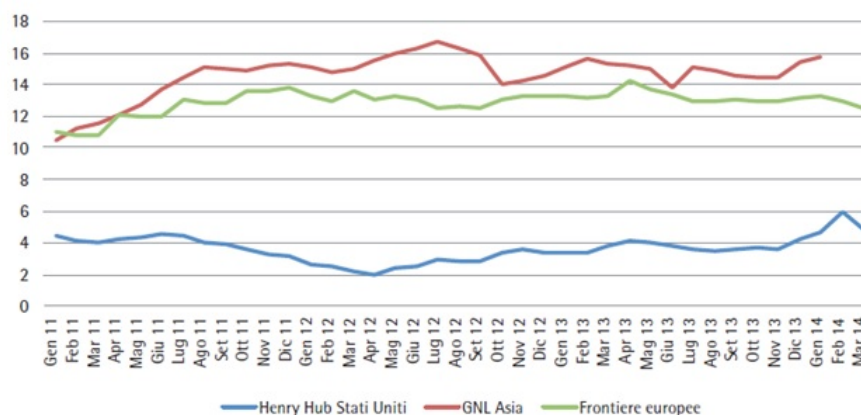


Figura 1.1: Confronto internazionale dei prezzi del gas \$/MBtu Fonte: AEEG

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

In Europa, nonostante una riduzione del prezzo del Brent dated, il prezzo del gas è rimasto costante o è leggermente aumentato a seconda che si considerino i prezzi alla frontiera o agli hub, ed è il contrario di quello che ci si aspetterebbe dal momento che c'è un eccesso di offerta.

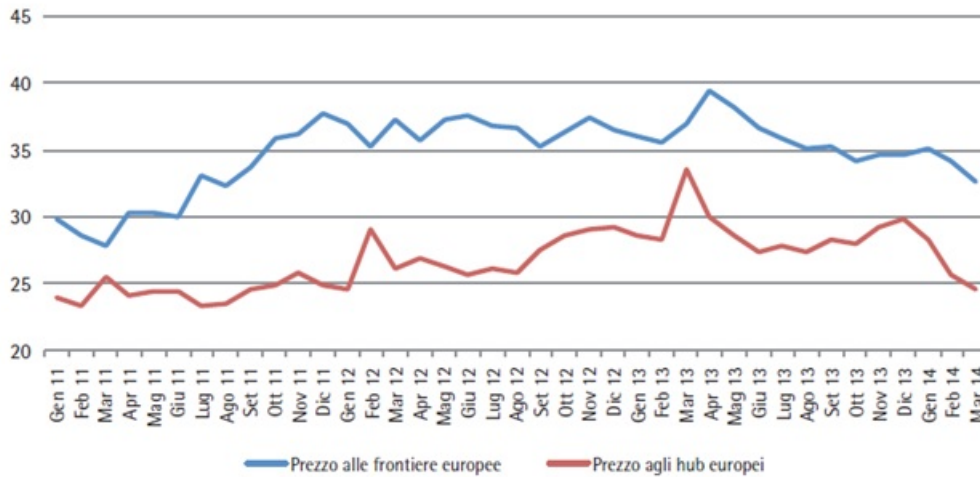


Figura 1.2: Prezzo de gas naturale negli hub europei e alle frontiere (c€/m<sup>3</sup>) Fonte: AEEG

La situazione è molto fluida anche perché si stanno rinegoziando molti contratti sia riguardo alle indicizzazioni sia riguardo agli impegni top. Nel 2013 ENI ha affermato di aver già rinegoziato l'85% dei contratti a lungo termine con la previsione di raggiungere il 100% nel 2016. Da aprile 2013 il prezzo del gas algerino via gasdotto ha subito un aumento che lo ha portato a valori superiori rispetto alle altre importazioni, mentre il GNL proveniente sempre dall'Algeria, è sceso alla media delle altre importazioni. Il gas russo è diventato meno caro, posizionandosi attorno alla media dei prezzi d'importazione. Per quanto riguarda l'Italia da maggio 2013 i prezzi alla frontiera hanno registrato un aumento che li ha portati ad essere i più alti del continente.

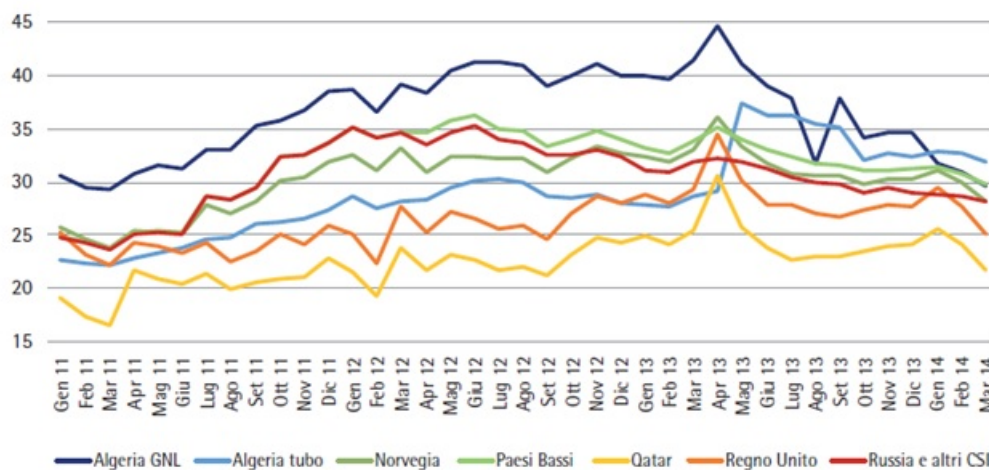


Figura 1.3: Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento (c€/m<sup>3</sup>) Fonte: AEEG



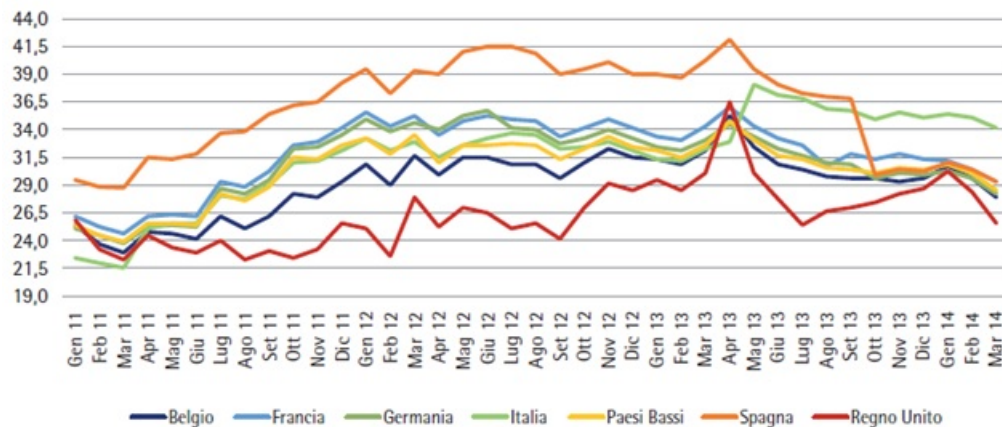


Figura 1.4: Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento (c€/m<sup>3</sup>) Fonte: AEEG

### 1.1.1.3 Mercato internazionale del carbone

Nonostante gli effetti negativi sull'ambiente, il consumo di carbone a livello mondiale è destinato ad aumentare anche se con tasso inferiore rispetto gli anni passati. Questo rallentamento causa effetti sul prezzo e di conseguenza problemi a sostenere i margini industriali per il carbone esportato da Russia, Vietnam, Venezuela e Mozambico. Rimangono invece margini interessanti per Sud Africa, Colombia, Indonesia e Australia. Nei prossimi anni la domanda di carbone potrebbe essere stimolata dagli sviluppi della gassificazione del carbone per la produzione di gas ed idrocarburi liquidi di sintesi, infatti la Cina ha approvato vari progetti di questo tipo e se dovessero essere realizzati potrebbero aver impatti anche sul mercato del gas e dei prodotti petroliferi. Tuttavia il direttore dell'IEA ha ricordato che più del 60% dell'aumento delle emissioni di CO<sub>2</sub> dal 2000 è dovuto alla combustione di carbone per produrre energia elettrica e calore.

La domanda di carbone nel 2013 a livello mondiale è aumentata ma con tassi diversi nelle varie zone. In particolare è stata stagnante nei Paesi dell'OCSE mentre è cresciuta del 2,5% negli altri. Anche nei paesi non OCSE gli incrementi sono stati diversificati: meno del 2% in Cina, che assorbe la metà della domanda mondiale, 5% in India e 8% nei Paesi asiatici in via di sviluppo. In Europa si è verificato un aumento del 4,2% delle importazioni con andamenti diversi nei vari paesi: in Italia si sono ridotte del 12% mentre in Germania sono cresciute del 21%. In Giappone il nuovo piano energetico assicura al carbone un ruolo importante nel lungo termine e ciò potrebbe incidere sul consumo di gas naturale. È prevista infatti l'entrata in produzione di due nuove centrali per 1,6 GW e il riavvio di quelle danneggiate nel 2011 dal terremoto.

Nei Paesi OCSE la produzione di carbone è aumentata e continuerà a crescere per il contributo dell'Australia che è aumentata del 10%, anche se con un incremento inferiore rispetto gli altri anni. Le aree non OCSE producono il 76% del totale mondiale e la quota principale è rappresentata dalla Cina con il 62%. È aumentata anche la produzione in Indonesia, Colombia, Sud Africa e in India.

Nel 2013 i prezzi del carbone sono nuovamente scesi, arrivando a dimezzarsi rispetto al 2011, per diversi motivi: l'eccesso di offerta a fronte di una domanda inferiore negli Stati Uniti, il

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

clima relativamente mite e lo spiazzamento causato dallo shale gas. Nel 2013 si sono raggiunti gli 82\$/t e il trend si prevede in discesa fino anche a 70\$/t. Quindi se il prezzo del carbone è così basso, il gas per poter essere concorrenziale nel settore termoelettrico deve costare meno di 5\$/10<sup>6</sup> BTU.

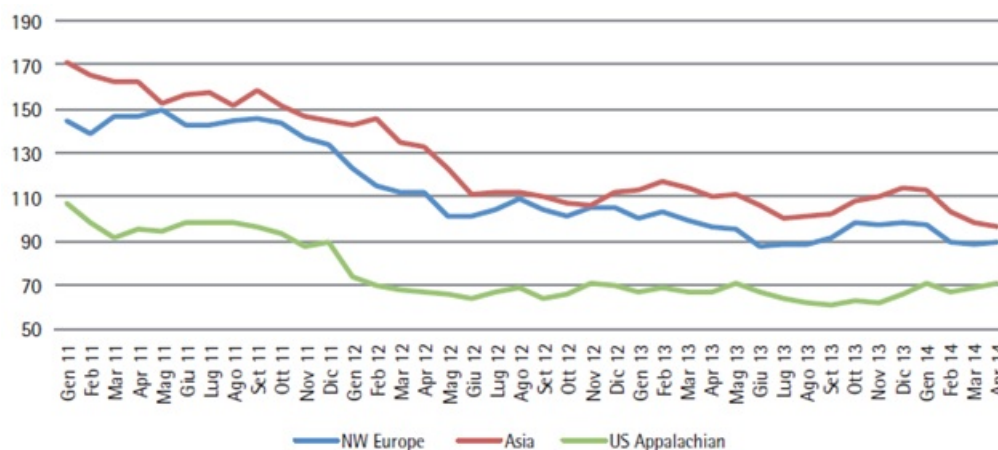


Figura 1.5: Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali (€/tec) Fonte: AEEG

### 1.1.1.4 Energia nucleare

L'IEA attribuisce all'energia nucleare un ruolo importante nella produzione di energia elettrica in particolare nei Paesi non OCSE e prevede un aumento al 2020 e al 2035. In particolare a livello mondiale si prevede un aumento dal 2011 al 2020 del 31,5%, con un +10,2% nei Paesi OCSE e un +121% negli altri Paesi e dal 2020 al 2035 del 26,3%, con un +4,9% per i Paesi OCSE e un +71% negli altri. Tra il 2013 e il 2035 di dismetteranno impianti per 117GW ma si avrà un sviluppo di 302GW a livello mondiale. Gli incrementi più significativi si avranno in Cina (+114GW) e in India (+26GW). Sono molte le incertezze di questo tipo di industria: policy governative, diffidenza delle popolazioni interessate, difficoltà di finanziamento nei mercati liberalizzati, convenienza economica nei confronti delle altre fonti di energia elettrica e i problemi associati al massiccio programma di smantellamento delle centrali.

### 1.1.2 Domanda e offerta di energia in Italia

Nel 2013 il PIL italiano è sceso dell'1,9% a cui è corrisposto una diminuzione del 3% nel consumo di energia primaria e nel 3,9% negli usi finali. Questa riduzione ha colpito indistintamente tutti i settori: -0,7% per gli usi civili, -6,4% per gli usi industriali e -0,9% per i trasporti. In quest'ultimo settore si è verificato però un aumento del 6% nell'uso del gas naturale. Si osserva un calo delle fonti fossili: -12,2% per il carbone, -6,5% per il gas e -2,5% per il petrolio. Le energie rinnovabili sono invece aumentate del 15,8%, coprendo il 15,2% del consumo interno lordo. La potenza elettrica installata da rinnovabili ha subito un rallentamento con un incremento di 2,135 GW contro i 5,948 GW del 2012 e gli 11,115GW del 2011. La potenza da impianti solari è aumentata di 1,4GW e quella da impianti eolici di 0,38GW. La produzione lorda da rinnovabili ha avuto nel 2013 un aumento da 92,2 a 108,5TWh, dovuto per il 60% alla quota idraulica. L'eolica è aumentata di 1,6TWh e il solare di 3,5TWh. Il gas ha un ruolo di bilanciamento delle variazioni di produzione delle rinnovabili elettriche. L'effetto della crisi economica



## 1.1. LO SCENARIO ATTUALE

e l'aumento del ruolo delle rinnovabili ha penalizzato le fonti fossili e a livello degli usi finali, la fonte che ha subito la maggiore riduzione in valore assoluto è stata quella petrolifera i cui consumi si sono ridotti di 2,4Mtep. Si sono ridotti i consumi di benzina e gasolio mentre è aumentato del 3,8% il consumo di GPL.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Fabbisogno di energia primaria	194,2	191,3	180,3	187,8	184,2	176,3	171,0
<b>Produzione di energia primaria</b>	28,0	29,7	30,3	33,9	35,5	37,5	40,9
Fonti fossili	14,4	13,3	11,4	12,7	12,9	13,3	12,4
Energia rinnovabile	13,6	16,3	18,9	21,1	22,6	24,4	28,5
<b>Importazioni di fonti fossili</b>	185,7	181,5	163,7	173,3	163,1	156,5	142,8
Carbone	16,8	16,8	12,7	14,6	15,5	15,5	13,8
Petrolio	107,8	101,7	94,3	97,0	89,9	85,5	78,3
Gas naturale	61,0	63,0	56,7	61,7	57,6	55,5	50,7
<b>Impieghi finali</b>	143,2	141,1	132,7	138,6	134,9	127,9	123,8
Industria	48,1	45,2	37,2	40,5	39,6	36,7	33,8
Usi civili	43,3	45,3	46,4	49,1	46,5	46,9	46,6
Trasporti	44,9	43,7	42,5	42,4	42,5	38,6	38,2
Altri settori	59,2	59,7	55,4	57,4	57,9	58,0	56,4
<b>Input primario alla generazione elettrica</b>	1,5	-1,3	-5,2	1,8	0,4	-2,4	-1,9
Crescita annua del PIL a prezzi costanti (%)	-1,0	-1,5	-5,7	4,1	-1,9	-3,5	-3,0
<b>Rapporto energia/PIL</b>							
Energia primaria	84,3	84,1	83,7	85,6	83,6	82,7	81,7
Elettricità	120,8	122,4	121,7	123,3	124,4	123,9	122,2

Tabella 1.8: Andamento dei principali indicatori economici ed energetici nazionali dal 2007 al 2013 (Dati energetici in milioni di tep) Fonte: AEEG

Per quanto riguarda la produzione di energia, vi è stata una diminuzione per il carbone e il gas e un leggero aumento per il petrolio. È stato solo il forte aumento della produzione da energia rinnovabili a riequilibrare la disponibilità con un miglioramento complessivo del 9,1%, riducendo così il coefficiente di dipendenza energetica passato dal 78,7% del 2012 al 76,1% con l'aiuto della diminuzione del consumo interno lordo.

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

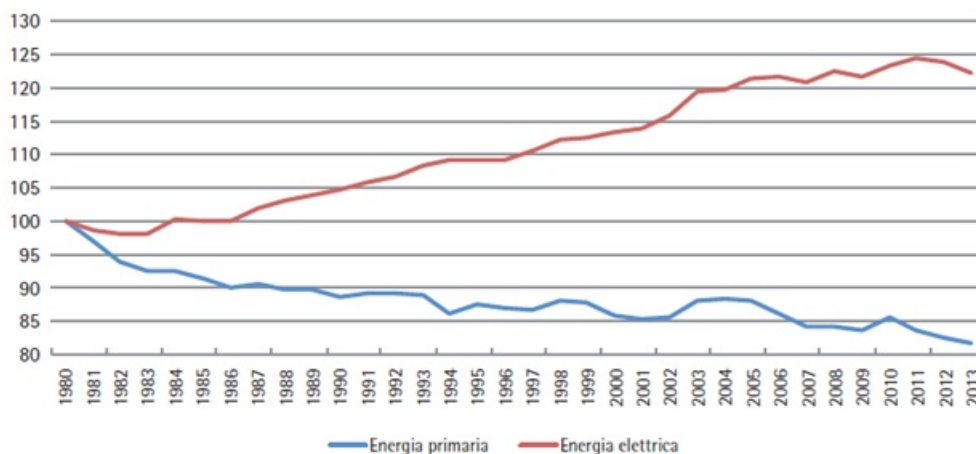


Figura 1.6: Intensità energetica del PIL dal 1980 Fonte: AEEG

### 1.1.3 Domanda e offerta di gas naturale in Italia

La riduzione dei consumi e delle produzioni hanno messo in difficoltà tutti i settori energetici, compreso quello del gas. Secondo i dati preconsuntivi del Ministero dello Sviluppo Economico, il consumo interno lordo si è fermato a  $70,1\text{G}(\text{m}^3)$ , il 6,5% in meno rispetto al 2012. Tutti i settori hanno evidenziato un abbassamento dei prelievi, specialmente quelli per la generazione elettrica. I consumi del settore civile (residenziale e terziario) sono scesi dell'1,4%, passando da 31,2 a  $30,8\text{G}(\text{m}^3)$ , complici anche le temperature relativamente miti nei mesi freddi dell'anno; gli usi non energetici hanno registrato una caduta del 2,8%. Nell'ambito degli usi produttivi, l'agricoltura ha subito un calo dell'1,3% mentre l'industria del 2,7%. Per il settore termoelettrico il calo è stato del 15,7% e la domanda è stata di  $21,2\text{G}(\text{m}^3)$ . Se i dati verranno confermati, il consumo di gas per la produzione elettrica risulterà diminuito di  $10\text{G}(\text{m}^3)$  in quattro anni, visto che nel 2010 superava i  $30\text{G}(\text{m}^3)$ .

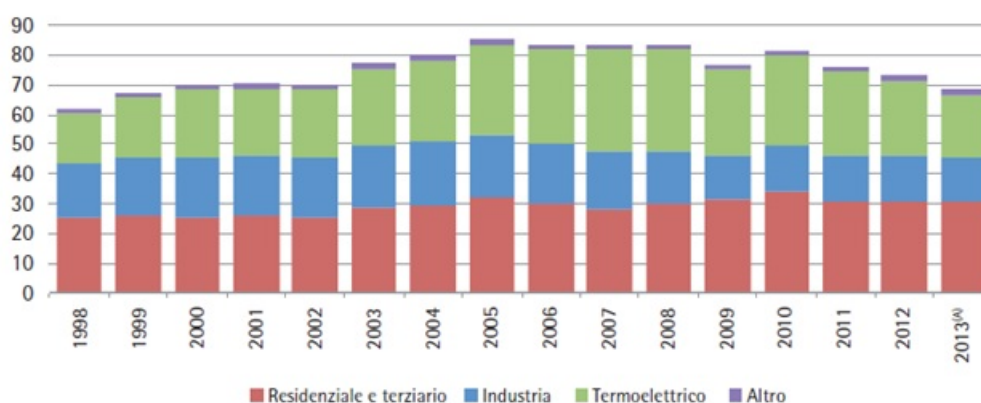


Figura 1.7: Consumi di gas naturale per settore ( $\text{Gm}^3$ ) Fonte: AEEG

Dal 2005 la domanda finale complessiva è diminuita del 20% ma la riduzione è stata integralmente a carico degli usi produttivi: mentre i consumi del settore civile hanno tenuto, gli usi dell'industria e quelli della generazione elettrica si sono ridotti di circa un terzo rispetto ai livelli di quell'anno. Se invece si prende come riferimento il 2000, anno della liberalizzazione, i livelli di consumo sono rimasti complessivamente invariati (-2%) ma la composizione settoriale

mostra che la stabilità è stata garantita dalla sostituzione dei consumi civili (cresciuti oltre un quinto) a quelli industriali (diminuiti di un terzo) e a quelli del termoelettrico (diminuiti del 7% circa).

La produzione nazionale nel 2013 si è fermata a 7,7G(m<sup>3</sup>), il 10% in meno rispetto al 2012. Le importazioni si sono ridotte dell'8,5% anche a causa della contrazione dei consumi. Le esportazioni, seppur trascurabili, hanno evidenziato un buon incremento, passando da 139M(m<sup>3</sup>) a 228M(m<sup>3</sup>). Le importazioni nette sono state quindi pari a 61,7G(m<sup>3</sup>). Nel 2013 non si è assistito ad un incremento delle scorte, anzi, dagli stoccaggi sono stati prelevati 0,6G(m<sup>3</sup>). Tenendo conto dei consumi di sistema e delle perdite, il valore dei consumi nazionali è risultato pari a 68,2G(m<sup>3</sup>), il 6,5% in meno rispetto al 2012 e simile a quello registrato tra il 1999 e il 2000. Per la prima volta il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere si è ridotto di due punti percentuali, essendo sceso a 88,4% dal 90,4% del 2012.

Nel 2013, secondo il rapporto annuale dell'AEEG, i principali operatori sono risultati, ENI, Edison e GdF Suez; gli impieghi per i tre gruppi sono stati, pari a 37,8G(m<sup>3</sup>), 19,7G(m<sup>3</sup>) e 19,5G(m<sup>3</sup>). Le vendite e gli autoconsumi di Royal Dutch Shell corrispondono a 14,7G(m<sup>3</sup>) mentre quelli di Enel a 12,8G(m<sup>3</sup>) e appartengono ai gruppi compresi tra 10 e 15G(m<sup>3</sup>). Seguono gli undici compresi tra 2 e 10G(m<sup>3</sup>), ovvero E.On con 4,6G(m<sup>3</sup>), Roma Gas & Power con 2G(m<sup>3</sup>), Hera, A2A, ENOI, Sorgenia, Vitol, Iren, Duferco Group, Unogas e VNG Italia. Tra i sette gruppi di classe 1-2G(m<sup>3</sup>), troviamo Axpo Group con 1,7G(m<sup>3</sup>) e il più piccolo è Energy. Con impieghi di 1,1G(m<sup>3</sup>). Nelle ultime due classi ricadono rispettivamente 81 e 237 gruppi. Continuano a registrarsi nuovi ingressi nel mercato e la mobilità dei gruppi nelle diverse classi è sempre di particolare rilevanza. La produzione nazionale è tutta in capo al gruppo ENI, fatta eccezione per Royal Dutch Shell, Edison e alcuni piccoli coltivatori. Continua la diminuzione delle stesse a livello nazionale; il fenomeno ha riguardato i gruppi appartenenti a tutte le classi, ad eccezione della classe 10-15G(m<sup>3</sup>) e di quella 0,1-1G(m<sup>3</sup>). Per quanto riguarda il mercato all'ingrosso, si differenziano le modalità d'approvvigionamento e le controparti. Le vendite, incluse quelle in Borsa, sono risultate pari al 59% dei volumi venduti e autoconsumati e sono significative in tutte le classi. Rispetto al 2012 le uniche classi in cui si è registrata una diminuzione del gas destinato al mercato all'ingrosso sono quella degli operatori che hanno impieghi compresi tra 2 e 10G(m<sup>3</sup>) e quella dei soggetti con impieghi inferiori a 0,1G(m<sup>3</sup>).

Anche gli acquisti e le vendite in Borsa sono aumentati in modo considerevole rispetto al 2012. Il valore delle vendite al Punto di Scambio Virtuale (PSV) rappresenta il 63% delle vendite all'ingrosso e nel 2013 queste sono state pari a 67G(m<sup>3</sup>). In tutte le classi le vendite al PSV ammontano a oltre il 50% del totale. La quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi è stata pari al 5,8%, risultando particolarmente rilevante nei gruppo più grandi. Se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, si può notare che il gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo rimane considerevole, anche se in diminuzione negli ultimi anni: equivale al 10,5% del gas complessivamente impiegato. Le vendite al mercato finale hanno rappresentato nel 2013 il 35% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi della classe inferiore a 100M(m<sup>3</sup>), questa quota raggiunge l'83,8% mentre per il gruppo della classe 0,1-1G(m<sup>3</sup>) le vendite equivalgono al 44,5% del gas impiegato mentre per ENI il 43,3%. La quota di gas destinata al mercato tutelato ha rappresentato nel 2013 il 23,3% delle vendite complessive al mercato finale. Per gli operatori delle tre classi più piccole la quota di gas destinata al mercato tutelato è stata pari al 41,4%, al 25,7% e al 36,1%. Infatti appartengono

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

a queste classi gli operatori le cui vendite al settore civile sono particolarmente elevate, fino al 75,8% per i gruppi con impieghi inferiori a 100M(m<sup>3</sup>), il 74% per la classe 1-2G(m<sup>3</sup>) e il 57,6% nel caso del gruppo della classe 0,1-1 G(m<sup>3</sup>). Quindi quanto più un operatore è piccolo, tanto più ha un mercato limitato ai clienti del territorio storico di vendita che risale a prima della liberalizzazione.

	Eni	15-18 G(m <sup>3</sup> )	10-15 G(m <sup>3</sup> )	2-10 G(m <sup>3</sup> )	1-2 G(m <sup>3</sup> )	0,1-1 G(m <sup>3</sup> )	< 0,1 G(m <sup>3</sup> )	Totale
<b>Produzione nazionale netta</b>	6,7	0,4	0,6	-	-	0,2	0,0	8,0
<b>Importazioni nette</b>	30,6	13,3	7,3	3,8	3,1	2,9	0,0	61,0
- di cui vendite ENI oltre frontiera	-	-	-	-	-	0,03	-	0,03
<b>Variazioni scorte</b>	-0,5	-0,1	0,7	0,3	0,0	0,1	0,0	0,4
Stoccaggi al 31 dicembre 2012	2,3	1,3	1,6	1,6	0,4	1,5	0,0	8,6
Stoccaggi al 31 dicembre 2013	2,8	1,3	0,9	1,3	0,4	1,4	0,0	8,2
<b>Acquisti sul territorio</b>	2,9	25,8	17,8	29,7	5,8	23,3	4,3	109,5
Da ENI	0,2	0,5	1,1	5,6	1,1	2,5	0,6	11,7
Da altri operatori	2,8	25,3	16,7	24,0	4,7	20,7	3,7	97,8
<b>Acquisti in borsa</b>	-	0,2	0,3	0,6	0,5	1,2	0,1	3,0
<b>Cessioni ad altri operatori nazionali</b>	15,6	24,7	19,6	21,7	7,9	14,2	0,5	104,1
- di cui vendite al PSV	10,4	18,0	11,3	13,1	6,3	7,5	0,3	66,9
<b>Vendite in Borsa</b>	0,3	0,5	0,3	0,5	0,2	0,8	0,0	2,6
<b>Trasferimenti netti</b>	-1,6	-0,1	1,1	0,4	0,1	0,5	0,1	0,5
<b>Consumi e perdite</b>	0,4	0,4	0,3	0,3	0,1	0,3	0,0	1,8
<b>Autoconsumi</b>	5,5	3,3	0,1	0,9	-	0,5	0,2	10,5
<b>Vendite finali</b>	16,5	10,7	7,6	11,3	1,3	12,4	3,7	63,3
- di cui a clienti finali collegati	0,5	1,2	1,8	3,4	0,0	1,4	0,2	8,6
Al mercato libero	12,0	9,8	6,1	8,3	0,7	9,2	2,4	48,6
Al mercato tutelato	4,4	0,9	1,4	3,0	0,5	3,2	1,3	14,8
<b>Vendite finali per settore</b>								
Domestico	4,3	1,3	2,6	2,9	0,5	3,5	1,5	16,6
Condominio uso domestico	0,5	0,1	0,1	0,8	0,0	0,7	0,5	2,8
Commercio e servizi	1,9	0,4	0,5	1,3	0,4	2,4	0,7	7,5
Industria	7,3	3,6	2,4	1,8	0,3	4,2	0,7	20,3
Generazione elettrica	2,1	5,3	2,0	4,2	0,0	1,1	0,1	14,8
Attività di servizio pubblico	0,2	0,1	0,0	0,2	0,0	0,6	0,2	1,3

Tabella 1.9: Bilancio del gas naturale 2013 (Gm<sup>3</sup>) Fonte: AEEG

## 1.1.4 Mercato e concorrenza

### 1.1.4.1 Struttura dell'offerta di gas

**Produzione** Secondo i dati del Ministero dello Sviluppo Economico, nel 2013, l'estrazione di gas sul territorio nazionale si è fermata a 7.735M(m<sup>3</sup>), evidenziando una diminuzione del 10,1% rispetto al 2012, per una copertura del fabbisogno interno pari all'11%. Secondo i dati della Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello Sviluppo Economico, la produzione è stata di 7.709M(m<sup>3</sup>), valore diverso rispetto al precedente perché calcolato usando un potere calorifico del gas differente, ed è stata ottenuta per il 31% da giacimenti a terra e per il 69% da coltivazione in mare. La quantità di gas estratta da giacimenti in terraferma, pari a 2.425M(m<sup>3</sup>), è diminuita solo del 2,1% rispetto al 2012, mentre si è verificato un calo del 12,4% nella produzione in mare, pari a 5.284M(m<sup>3</sup>).

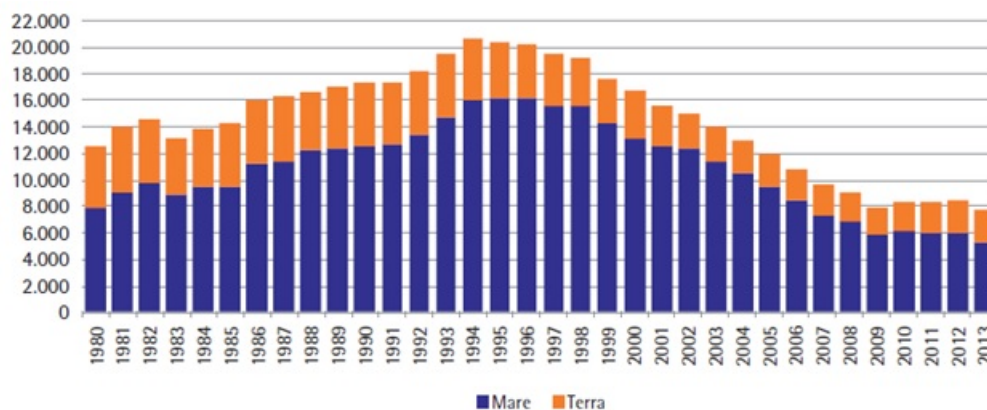


Figura 1.8: Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980 (Mm<sup>3</sup>) Fonte: AEEG

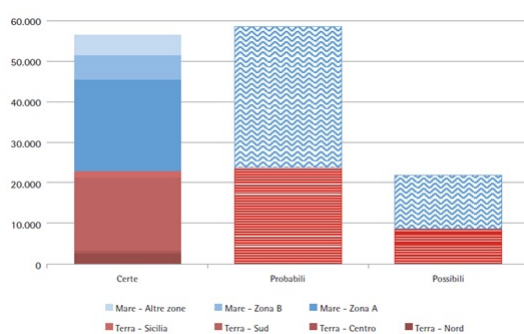


Figura 1.9: Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2013 (Mm<sup>3</sup>) Fonte: AEEG

La Direzione Generale valuta le riserve certe di gas al 31 dicembre 2013 in 56,2G(m<sup>3</sup>), quelle probabili in 58,5G(m<sup>3</sup>) e quelle possibili in 21,9G(m<sup>3</sup>). Al ritmo attuale, le riserve certe basterebbero per altri sette anni ma occorre sottolineare che la valutazione delle riserve subisce continue rivalutazioni e che nuovi investimenti potrebbero trasformare in riserve certe quelle attualmente possibili e probabili. Il 59% delle riserve certe si trova in mare mentre il restante 41% è localizzato in terraferma e soprattutto al Sud. Secondo i dati dell'indagine annuale svolta dall'Autorità, nel 2013 sono stati estratti 7.958 M(m<sup>3</sup>) da 17 imprese, riunite in 12 gruppi societari.

L'85% della produzione nazionale è estratto dal gruppo ENI, molto distante dal secondo, Royal Dutch Shell, con il 7,3%, che da qualche anno si alterna tra secondo e terzo posto con Edison che quest'anno ha il 5,1%. In quarta posizione rimane Gas Plus con il 2,4%.

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

Gruppo	Quantità	Quota
ENI	6.745	84,8%
Royal Dutch Shell	580	7,3%
Edison	408	5,1%
Gas Plus	189	2,4%
Altri	35	0,4%
<b>TOTALE</b>	<b>7.958</b>	<b>100,00%</b>
PRODUZIONE (Ministero dello Sviluppo Economico)	7.735	

Tabella 1.10: Produzione di gas in Italia nel 2013 (Mm<sup>3</sup>) Fonte: AEEG

**Importazioni** Nel 2013 le importazioni hanno registrato una significativa riduzione dal momento che c'è stata una diminuzione del consumo nazionale di gas. Secondo i dati del Ministero dello Sviluppo Economico, i quantitativi di gas importato nel 2013 sono scesi a 61.966M(m<sup>3</sup>), dai 67.725M(m<sup>3</sup>) del 2012, registrando così un calo dell'8,5%. Le esportazioni invece sono aumentate del 64%, passando da 139 a 228M(m<sup>3</sup>). Le importazioni nette quindi hanno avuto un calo di 8,7%, scendendo a 62G(m<sup>3</sup>). I prelievi da stoccaggio hanno superato le immissioni, quindi i quantitativi di gas in deposito sono risultati inferiori di 596M(m<sup>3</sup>), rispetto quelli presenti nel 2012. Dal momento che i consumi di rete e le perdite di sistema sono stati pari a 1.870M(m<sup>3</sup>), i quantitativi di gas immessi nella rete hanno raggiunto i 68.199M(m<sup>3</sup>), il 6,5% in meno rispetto al 2012. Quindi il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è sceso da 90,4% a 88,4%.

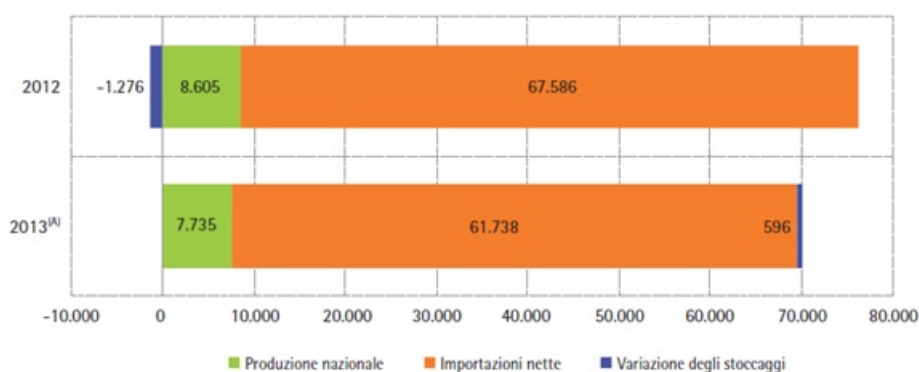


Figura 1.10: Immissioni in rete nel 2012 e nel 2013 (Mm<sup>3</sup>) Fonte: AEEG

Per quanto riguarda i Paesi di provenienza, sono caduti i quantitativi provenienti dall'Algeria, 9G(m<sup>3</sup>) in meno dal 2012, compensati da maggiori flussi provenienti dalla Russia. Il calo del 42% è un effetto della revisione dei volumi pattuiti nei contratti di fornitura di ENI, Edison ed Enel ma anche all'instabilità del quadro socio-politico dei paesi del Nord Africa che ha causato molte interruzioni di fornitura. Le rinegoziazioni dei contratti spiegano anche la contrazione del 14% dei flussi dal Qatar, oltre 800M(m<sup>3</sup>) in meno, e in aggiunta gli scontri tra il governo e i ribelli hanno portato al blocco del Greenstream e quindi una riduzione di 765M(m<sup>3</sup>) di gas dalla Libia. In compenso sono giunti 5,4G(m<sup>3</sup>) di gas in più dalla Russia, che avendo una quota del 38% è primo importatore in Italia, primato perso dall'Algeria con il 21%. Al terzo posto si trova la Libia con il 9% e al quarto il Qatar con l'8%. Secondo i dati raccolti per l'indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2013, i quantitativi di gas importato sono scesi a 6,7G(m<sup>3</sup>)

## 1.1. LO SCENARIO ATTUALE

dai 65,4G(m<sup>3</sup>) del 2012, con un calo del 5,7%, minore di quello stimato dal Ministero dello Sviluppo Economico. Il 4,6% del gas approvvigionato all'estero, 2,8G(m<sup>3</sup>), è stato acquistato presso le Borse europee.

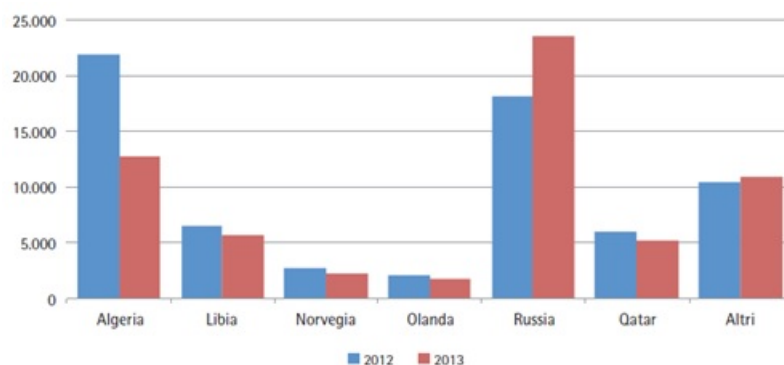


Figura 1.11: Importazioni lorde di gas nel 2012 e nel 2013 secondo la provenienza (Mm<sup>3</sup>) Fonte: AEEG

Il primo posto tra le imprese importatrici è detenuto da ENI che nel 2013 ha importato il 6,2% di gas in più rispetto al 2012, cioè 30,8G(m<sup>3</sup>), la cui quota di mercato è salita a 49,9%. I quantitativi approvvigionati da Edison sono rimasti a 12,5G(m<sup>3</sup>) mentre Enel Trade è rimasta al terzo posto con 7G(m<sup>3</sup>). Sinergie Italiane è il quarto importatore che ha approvvigionato 1,2G(m<sup>3</sup>). Quindi i primi tre importatori hanno approvvigionato 50 dei 61,7G(m<sup>3</sup>), ovvero l'81,5% del gas entrato nel mercato italiano. Tale quota è in aumento a causa dell'incremento della quota di ENI che non viene compensata dalla riduzione delle quote del secondo e del terzo importatore.

Ragione sociale	Quantità	Quota
Eni	30.789	49,9%
Edison	12.536	20,3%
Enel trade	6.955	11,3%
Sinergie Italiane	1.171	1,9%
Vitol	901	1,5%
Gdf Suez Energia Italia	759	1,2%
Repower Italia	754	1,2%
ENOI	704	1,1%
Axpo Italia	692	1,1%
Dufenergy Trading	573	0,9%
Hera Trading	474	0,8%
Gunvor International, Amsterdam, Geneva Branch	460	0,7%
E.On Global Commodities	438	0,7%
Italitrading	425	0,7%
Energetic Source	390	0,6%
Gas Intensive	316	0,5%
Shell Italia	249	0,4%
Centrex Italia	248	0,4%
Bp Energy Europe	241	0,4%

(Continua alla pagina successiva)



## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

(Continua dalla pagina precedente)

Worldenergy	199	0,3%
Altri	2.404	3,9%
<b>TOTALE</b>	<b>61.677</b>	<b>100%</b>
Di cui: importazioni dalle Borse europee	2.817	4,6%
<b>IMPORTAZIONI</b>	<b>61.966</b>	<b>-</b>

Tabella 1.11: Primi venti importatori di gas in Italia (Mm<sup>3</sup>), importazioni lorde) Fonte: AEEG

I contratti di importazione attivi nel 2013 hanno una durata ancora lunga anche se i volumi sono sempre più bassi con il passare del tempo. Solo i contratti con durata tra 1 e 5 anni e quelli tra 5 e 10 anni, sono gli unici le cui Annual Contract Quantity sono aumentate rispetto il 2012. I contratti di lungo periodo restano i prevalenti e il 67% delle importazioni avvengono in base a contratti di oltre 20 anni. L'incidenza delle importazioni spot si è ridotta all'8,8% dal 9,4% del 2012.

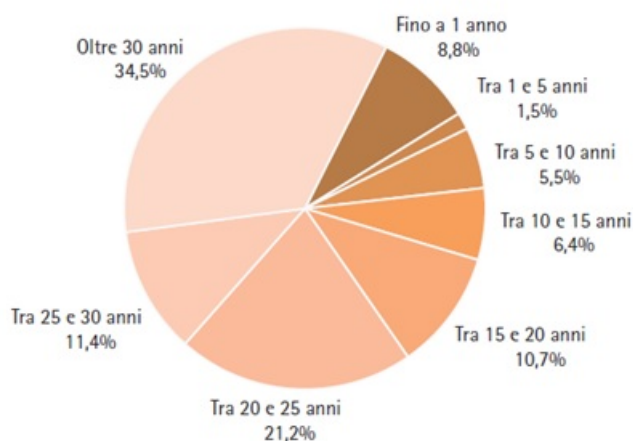


Figura 1.12: Struttura dei contratti attivi nel 2013 secondo la durata intera Fonte: AEEG

I contratti di importazione in essere al 2013 si rilevano abbastanza lunghi ma la struttura contrattuale si sta accorciando lentamente: il 60% dei contratti scadrà entro i prossimi 10 anni e il 27% esaurirà i propri effetti entro i prossimi 5 anni. Si sta azzerando la quota relativa ai contratti con durata residua compresa tra 10 e 15 anni.



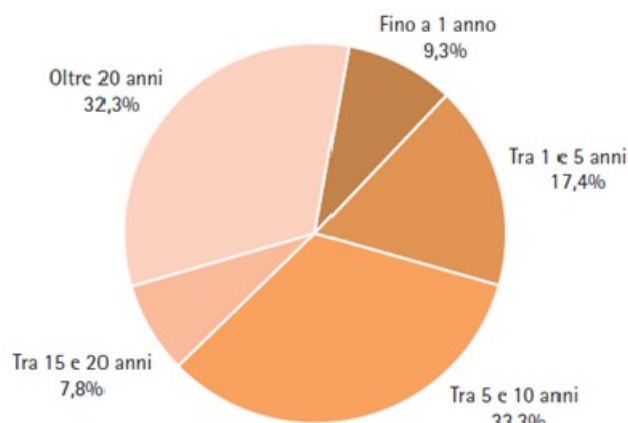


Figura 1.13: Struttura dei contratti attivi nel 2013 secondo la durata residua Fonte: AEEG

### 1.1.5 Infrastrutture del gas

**Trasporto** Nel novembre 2013 il Ministero dello sviluppo Economico ha provveduto all'aggiornamento annuale della Rete nazionale dei gasdotti. Come nel 2012, sono dieci le imprese che gestiscono la rete di trasporto, tre per la rete nazionale e nove per quella regionale.

Società	Rete Nazionale	Rete Regionale	Totale
Snam Rete Gas	9.475	22.831	32.306
Società Gasdotti Italia	386	1.052	1.438
Retragas	-	407	407
Infrastrutture trasporto gas	83	-	83
Metanodotto Alpino	-	76	76
Energie	-	67	67
Gas Plus Trasporto	-	41	41
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	-	41	41
Netenergy Service	-	36	36
Italgicom Trasporto	-	15	15
<b>TOTALE</b>	<b>9.944</b>	<b>24.566</b>	<b>34.510</b>

Tabella 1.12: Reti delle società di trasporto nel 2013 (km) Fonte: AEEG

Il principale operatore del trasporto è Snam Rete Gas, che possiede 32.306km di rete sui 34.510 di cui è composto il sistema italiano, quindi il 93,6% delle reti. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia che possiede 1.438km di rete, di cui 386 sulla rete nazionale. Vi sono poi altri sette operatori minori che possiedono piccoli tratti regionali. Dal 31 dicembre 2013 l'impresa ItalcogimTrasporto è entrata nel gruppo F2i Reti Italia che ha investito molto nel settore della distribuzione gas. Nel 2013 sono stati riconsegnati sulle reti 86G(m<sup>3</sup>) a circa 7.600 punti di riconsegna, registrando un calo del 6,5% rispetto al 2012. La contrazione è conseguenza del crollo delle riconsegne ai clienti finali termoelettrici, per i quali sono stati trasportati 4,3G(m<sup>3</sup>)

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

in meno. Si è avuta una riduzione nelle riconsegne anche ai clienti finali industriali ma solo di circa 100M(m<sup>3</sup>), lo 0,8% in meno. Le riconsegne agli impianti di distribuzione sono rimaste quasi invariate mentre un forte calo pari a 1,5G(m<sup>3</sup>), si è registrato nelle riconsegne al comparto “Altro”.

Regione	Rete N. <sup>1</sup>	Rete R. <sup>2</sup>	Imp. D. <sup>3</sup>	Clienti F.I. <sup>4</sup>	Clienti F.T. <sup>5</sup>	Altro	Totale	Punti R. <sup>6</sup>
Valle d'Aosta	0	56	50	48	0	0	98	11
Piemonte	504	2.162	3.838	1.081	2.744	83	7.746	498
Lombardia	620	4.440	9.241	2.581	4.530	602	16.954	2.332
Trentino Alto Adige	108	372	658	274	60	0	992	89
Veneto	817	2.079	4.076	1.200	651	55	5.982	557
Friuli Venezia Giulia	491	566	852	620	755	134	2.361	170
Liguria	22	455	963	191	332	2	1.488	64
Emilia Romagna	1.249	2.613	4.466	2.578	2.200	5.227	14.470	720
Toscana	611	1.474	2.306	946	1.673	3	4.929	319
Umbria	179	465	547	276	88	0	912	95
Marche	303	641	910	327	0	82	1.319	216
Lazio	429	1.452	2.273	585	720	492	4.069	456
Abruzzo	562	933	715	317	265	95	1.391	306
Molise	319	522	131	67	268	431	897	134
Campania	550	1.399	1.098	466	801	8	2.374	609
Puglia	690	1.354	1.089	882	2.223	3	4.197	285
Basilicata	432	891	193	92	30	0	316	206
Calabria	986	1.154	286	39	1.081	5	1.401	273
Sicilia	1.072	1.538	717	1.074	2.438	22	4.251	254
Sardegna	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ITALIA</b>	9.944	24.566	34.408	13.645	20.850	17.120	86.024	7.596

Tabella 1.13: Attività di trasporto per regione nel 2013 (Lunghezza reti in km, volumi riconsegnati in Mm<sup>3</sup>)  
Fonte: AEEG

La capacità conferibile è rimasta invariata a 298,6M(m<sup>3</sup>)/giorno: presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto è stata conferita per l'89,4% a 51 soggetti. La quota sale al 92,3% se si considera l'aumento di capacità conferita a Passo Gries e a Tarvisio. Per quanto riguarda i tre terminali di rigassificazione, la capacità conferibile a Panigaglia, pari a 13M(m<sup>3</sup>)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale ovvero GNL Italia del gruppo Snam. La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo è invece pari a 26,4M(m<sup>3</sup>)/giorno ma la società Terminale GNL Adriatico ha ottenuto l'esenzione all'accesso

<sup>1</sup>Nazionale

<sup>2</sup>Regionale

<sup>3</sup>Impianti di Distribuzione

<sup>4</sup>Finali Industriali

<sup>5</sup>Finali Termoelettrici

<sup>6</sup>di Riconsegna

dei terzi per l'80% della capacità per 25 anni, quindi la capacità conferibile in tale punto sarà solo per 5,5M(m<sup>3</sup>)/giorno fino all'anno termico 2032-2033. Inoltre per i primi 5 anni termici, che terminano con il 2013-2014, anche tale capacità è riservata all'impresa di rigassificazione. Infine la capacità conferibile nel nuovo terminale di Livorno, gestito dalla società OLT Offshore LNG Toscana, pari a 15M(m<sup>3</sup>)/giorno, all'inizio dell'anno termico risulta interamente assegnata per sei mesi sino a marzo 2014. La capacità disponibile viene valutata in 7,5M(m<sup>3</sup>)/giorno per i sei mesi restanti.

Punto d'entrata	Conferibile	Conferita	Disponibile	Saturazione	Soggetti
Passo Gries	59,0	51,2	7,8	86,8%	27
Tarvisio	107,0	99,8	7,2	93,3%	45
Mazara del Vallo	99,0	86,7	12,3	87,5%	8
Gorizia	2,0	0	2,0	0,0%	0
Gela	31,6	29,3	2,3	92,6%	2
<b>TOTALE</b>	<b>298,6</b>	<b>267,0</b>	<b>31,6</b>	<b>89,4%</b>	<b>51</b>
<b>Terminali di GNL</b>					
Panigaglia	13,0	11,0	2,0	84,6%	-
Cavarzere	26,4	26,4	0,0	100,0%	-
Livorno	15,0	7,5	7,5	50,0%	-

Tabella 1.14: Capacità di trasporto di tipo continuo a inizio anno termico 2013-2014 (Mm<sup>3</sup> standard al giorno)  
Fonte: AEEG

Nell'anno 2013 i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 293, contro i 247 del 2012 e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%. Il numero di utenti del sistema di trasporto è risalito a 1.120 unità, dalle 997 del 2012.

**Conferimenti pluriennali** Nel 2013 sono state assegnate le capacità per i prossimi cinque anni termici a partire dal 2015-2016, a 14 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. Mentre per la capacità conferibile si confermano valori identici a quelli degli ultimi anni, la capacità non conferita subisce un incremento notevole in diversi punti di ingresso sulla rete di trasporto nazionale. Tre quarti della capacità conferibile a Tarvisio risultano assegnati fino all'anno termico 2017-2018. Negli ultimi due anni termici la capacità conferita si riduce di circa 11M(m<sup>3</sup>)/giorno e nell'ultimo anno di altri 59M(m<sup>3</sup>)/giorno. Anche a Mazara del Vallo il livello di saturazione rimane intorno all'86% fino all'anno 2017-2018, anno in cui si scende al 78,5% perché si liberano 11M(m<sup>3</sup>)/giorno. Nell'ultimo anno considerato la capacità conferibile sale al 100%. A passo Gries si osserva un aumento di 14 M(m<sup>3</sup>)/giorno della capacità assegnabile a partire dall'anno termico 2015-2016. Infine a Gela, la disponibilità si accrescerà di 10,9M(m<sup>3</sup>)/giorno dall'anno 2017-2018.

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

Anno Termico	Tarvisio	Mazara del Vallo	Passo Gries	Gela	Gorizia	Cavarzere
<b>2014-2015</b>						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	81,8	86,5	21,2	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	25,2	12,5	37,8	9,7	2,0	5,4
<b>2015-2016</b>						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,9	86,5	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,1	12,5	51,7	9,7	2,0	5,4
<b>2016-2017</b>						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,5	83,9	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,5	15,1	51,7	9,7	2,0	5,4
<b>2017-2018</b>						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,5	77,7	7,3	11,0	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,5	21,3	51,7	20,6	2,0	5,4
<b>2018-2019</b>						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,5	66,9	7,3	11,0	0,0	21,0
Capacità disponibile	37,3	32,1	51,7	20,6	2,0	5,4
<b>2019-2020</b>						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	10,6	0,0	1,0	10,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	96,4	99,0	58,0	20,7	2,0	5,4

Tabella 1.15: Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2014-2015 al 2019-2020 (Mm<sup>3</sup>è standard al giorno) Fonte: AEEG

**Stoccaggio** In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto grazie 15 concessioni vigenti. I siti di stoccaggio attivi sono dieci e realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti. Secondo la Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche del Ministero dello Sviluppo Economico, nell'anno termico 2012-2013 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva pari a 16,43G(m<sup>3</sup>) di cui 4,6G(m<sup>3</sup>) destinati allo stoccaggio strategico e una punta nominale massima di erogazione del sistema, pari a 277,8M(m<sup>3</sup>)/giorno. Spazio e punta sono aumentati rispetto all'anno termico precedente: la capacità è cresciuta del 5,2% mentre la possibilità di erogazione alla punta è salita dell'1,2%. Sono inoltre in corso procedimenti per il rilascio di ulteriori sei nuove concessioni: Bagnolo Mella, Romanengo, San Benedetto, Sinarca, Palazzo Moroni, Poggiofiorito, per un totale di 1.380M(m<sup>3</sup>) e verranno ampliate alcune concessioni esistenti. ENI, per rendere il mercato più concorrenziale, ha deciso di sviluppare nuove infrastrutture di stoccaggio di gas naturale, o potenziare quelle esistenti, per arrivare ad una capacità di 4G(m<sup>3</sup>) entro il 2015.

## 1.1. LO SCENARIO ATTUALE

Concessione	Titolare	Quota	Regione	Superficie (Km <sup>2</sup> )	Scadenza
Alfonsine	Stogit	100%	Emilia Romagna	85,88	01/01/2017
Bordolano	Stogit	100%	Lombardia	62,97	06/11/2021
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	01/01/2017
Cellino	Edison Stoccaggio	100%	Abruzzo	30,38	10/12/2014
Collalto	Edison Stoccaggio	100%	Veneto	88,95	16/06/2024
Cornegliano	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	15/03/2031
Cortemaggiore	Stogit	100%	Lombardia- Emilia Romagna	81,61	01/01/2017
Cugno Le Macine	Geogastock	100%	Basilicata	48,16	02/08/2032
Fiume Treste	Stogit	100%	Abruzzo- Molise	76,79	21/06/2022
Minerbio	Stogit	100%	Emilia Romagna	68,61	01/01/2017
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	01/01/2017
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia Romagna	100,15	01/01/2017
San Potito e Cotignola	Edison Stoccaggio Blugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia Romagna	51,76	24/04/2029
Sergnano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	01/01/2017
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	01/01/2017

Tabella 1.16: Concessioni di stoccaggio in Italia Fonte: AEEG

Sito di Stoccaggio	Working Gas M(m <sup>3</sup> )
Brugherio	330
Cellino	118
Collalto	560
Cortemaggiore	960
Fiume Trieste	4.605
Minerbio	2.658
Ripalta	1.686
Sabbioncello	1.099
Sergnano	2.594
Settala	1.820
<b>Totale</b>	<b>16.430</b>

Tabella 1.17: Disponibilità di stoccaggio in Italia nell'anno termico 2012-2013 Fonte: AEEG

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

---

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato fortemente rinnovato, e in particolare:

- La capacità disponibile è integralmente destinata alle imprese industriali per favorire l'approvvigionamento diretto di GNL dall'estero;
- La capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione è fissata pari a  $6,95\text{G}(\text{m}^3)$ , allocati in asta; a tale capacità è associata una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svaso;
- La restante capacità, pari a  $1,6\text{G}(\text{m}^3)$ , destinata al mercato viene conferita in asta.

In sintesi anche per l'anno termico 2014-2015 l'assetto dello stoccaggio è caratterizzato da due tipi di prestazione. I prodotti disponibili agli utenti possono essere:

- Una disponibilità di prestazione di erogazione variabile anche in funzione del mese della fase di erogazione (servizio di punta, ex servizio di modulazione);
- Una disponibilità di prestazione di erogazione costante per tutta la durata della fase di erogazione (servizio uniforme).

I sistemi di conferimento si riducono a due tipi, rispetto ai tre presenti l'anno scorso, limitandosi alle seguenti modalità:

- Specifici per le capacità definite dal ministero e per quelle finanziate nell'ambito delle misure del decreto legislativo n. 130/10;
- Attraverso procedure di asta competitiva.

In termini di spazio per riserva attiva non si sono registrati mutamenti per l'anno termico concluso. Nell'anno 2013-2014 Stogit ha stipulato contratti per i servizi di stoccaggio con 78 operatori; 54 utenti dispongono di capacità per il servizio di punta, 3 utenti sono del servizio uniforme, 15 del solo servizio connesso con le capacità del decreto legislativo n°130/10 e 3 utenti del solo servizio di stoccaggio minerario. I volumi movimentati dal complesso degli stoccaggi Stogit sono risultati pari a  $16,8\text{G}(\text{m}^3)$ , di cui 7,5 in erogazione e 9,3 in iniezione. Per quanto riguarda Edison Stoccaggio, gli utenti sono stati sette: sei del servizio di modulazione e uno del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. I volumi movimentati dal complesso degli stoccaggi di Edison Stoccaggio sono risultati pari a  $1\text{G}(\text{m}^3)$ , di cui 0,5 in erogazione e 0,5 in iniezione. Dall'anno termico 2012-2013 il servizio di stoccaggio strategico non è più contrattualizzato.

**Distribuzione** I 224 operatori attivi nel 2013 hanno distribuito  $34,1\text{G}(\text{m}^3)$ , 0,3 in più dell'anno precedente. Tra il 2012 e il 2013 la numerosità delle imprese molto grandi è diminuita di un'unità per via di un'incorporazione; la quantità delle grandi imprese e degli operatori di medie dimensioni è rimasta invariata.

## 1.1. LO SCENARIO ATTUALE

Operatori	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Molto Grandi	8	8	9	9	9	8	7
Grandi	23	27	25	23	25	27	27
Medi	29	27	22	23	18	19	19
Piccoli	120	123	119	112	114	109	113
Piccolissimi	77	87	76	68	61	59	58
<b>TOTALE</b>	<b>257</b>	<b>272</b>	<b>251</b>	<b>235</b>	<b>227</b>	<b>222</b>	<b>224</b>

Tabella 1.18: Numero di operatori ripartiti in classe dal 2007 al 2013 Fonte: AEEG

Operatori	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Molto Grandi	15.921	17.286	19.023	21.016	19.677	19.309	19.485
Grandi	7.096	8.954	8.355	8.243	8.591	8.834	8.934
Medi	3.455	3.403	2.574	2.912	2.015	2.082	2.052
Piccoli	3.568	3.937	3.797	3.909	3.780	3.341	3.448
Piccolissimi	323	342	298	257	233	215	203
<b>TOTALE</b>	<b>30.364</b>	<b>33.923</b>	<b>34.048</b>	<b>36.336</b>	<b>34.295</b>	<b>33.782</b>	<b>34.122</b>

Tabella 1.19: Volumi distribuiti dalle diverse classi di operatori (Mm<sup>3</sup>) Fonte: AEEG

C'è stato un lieve incremento rispetto al 2012 di imprese attive, per l'ingresso nella classe dei piccoli di quattro nuovi operatori e l'uscita di un soggetto dalla classe dei piccolissimi. Il piccolo incremento dei volumi, pari all'1%, non si è ripartito equamente nelle classi ma solo la prima, la seconda e la quarta classe hanno distribuito più gas dell'anno precedente, con tassi di crescita rispettivamente dello 0,9%, dell'1% e del 3,2%. La terza classe e la quinta hanno invece perso l'1,5% e il 6%. Il 15,2% delle imprese serve più di 100.000 punti di prelievo, soglia oltre la quale scatta l'obbligo di separazione funzionale delle attività, secondo la normativa sull' unbundling. Nel 2013 esse hanno distribuito l'83,3% dei volumi totali. Le restanti 190 imprese attive hanno invece distribuito poco meno di un sesto dei volumi totali. Nel 2013 sono stati distribuiti in Italia 34,1G(m<sup>3</sup>) a quasi 23 milioni di clienti. Il servizio di distribuzione è stato attribuito mediante più di 6.400 concessioni in circa 7.000 comuni.

Regione	Operatori Presenti	Clienti	Comuni Serviti	Volumi Erogati	Numero Conces.	% Volumi	% Clienti
Piemonte	27	2.050	1.055	3.877	974	11,4%	8,9%
Valle d'Aosta	1	22	24	51	36	0,1%	0,1%
Lombardia	55	4.864	1.566	9.194	1.359	26,9%	21,2%
Trentino Alto Adige	12	239	187	573	188	1,7%	1,0%
Veneto	31	2.105	659	4.038	548	11,8%	9,2%
Friuli Venezia Giulia	10	544	199	875	173	2,6%	2,4%
Liguria	7	871	157	937	151	2,7%	3,8%
Emilia Romagna	22	2.296	391	4.400	298	12,9%	10,0%
Toscana	10	1.599	250	2.444	242	7,2%	7,0%
Umbria	11	348	93	535	78	1,6%	1,5%

(Continua alla pagina successiva)

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

(Continua dalla pagina precedente)

Marche	27	673	234	942	192	2,8%	2,9%
Lazio	13	2.273	328	2.319	309	6,8%	9,9%
Abruzzo	25	643	303	687	266	2,0%	2,8%
Molise	9	129	135	130	134	0,4%	0,6%
Campania	23	1.370	436	980	404	2,9%	6,0%
Puglia	10	1.301	257	1.037	256	3,0%	5,7%
Basilicata	13	200	128	183	122	0,5%	0,9%
Calabria	12	418	315	267	345	0,8%	1,8%
Sicilia	13	997	326	654	342	1,9%	4,3%
<b>ITALIA</b>	-	22.941	7.043	34.122	6.417	100,0%	100,0%

Tabella 1.20: Attività di distribuzione per regione nel 2013 (clienti in migliaia, volumi erogati in Mm<sup>3</sup>) Fonte: AEEG

La variabilità climatica del territorio italiano e il diverso grado di metanizzazione nelle varie aree del Paese spiegano l'eterogeneità osservata nei prelievi di gas delle diverse regioni. Un altro elemento che incide è la differente distribuzione tra le regioni delle attività produttive di taglia medio-piccola che sono servite da reti secondarie. Al primo posto si collocano Lombardia, Emilia Romagna, Veneto e Piemonte, nei quali viene distribuito il 63% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio e Puglia assorbono il 17% e il restante 20% viene distribuito nella restante parte delle regioni con quote regionali che non arrivano al 3%. La Sardegna infine non è metanizzata. Il raggruppamento delle regioni in Nord, Centro, Sud e Isole mostra cifre analoghe agli anni scorsi: il 70,2% del gas è distribuito al Nord a poco meno di 13 milioni di clienti; segue il Centro con il 20,7% del gas erogato a 5,5 milioni di clienti infine il Sud e le Isole con il 9,1% di gas a più di 4 milioni di clienti. Il numero di concessioni esistenti è inferiore al numero dei comuni serviti, sia al Nord che al Centro mentre accade il contrario al Sud e Isole. Nel 2013 sono state metanizzate 25 nuove località, di cui due servite con carro bombolaio, e 42 località esistenti hanno cambiato gestione. Nel 2013 il numero medio di imprese presenti in ciascuna regione si è abbassato di un'unità rispetto al 2012 quindi la quota di volume distribuita dai primi tre operatori (valore denominato C3) è salito al 78,7% contro il 76,6% del 2012. In 16 regioni su 19 il C3 è pari o superiore al 70%, in 11 regioni è pari o superiore all'80% e in ben 4 regioni (Valle d'Aosta, Lazio, Liguria e Calabria) supera il 90%.

Regione	Operatori presenti	2012 C3	% Clienti Serviti	Operatori Presenti	2013 C3	% Clienti Serviti
Piemonte	27	70,7	72,9	27	75,1	77,0
Valle d'Aosta	1	100,0	100,0	1	100,0	100,0
Lombardia	57	50,0	54,1	55	54,5	58,0
Trentino Alto Adige	12	82,7	85,2	12	82,9	85,2
Veneto	31	47,9	49,9	31	49,0	51,7
Friuli Venezia Giulia	10	77,0	81,2	10	77,9	81,3
Liguria	8	90,7	88,9	7	90,7	88,8
Emilia Romagna	23	78,0	77,9	22	78,2	77,9

(Continua alla pagina successiva)



## 1.1. LO SCENARIO ATTUALE

(Continua dalla pagina precedente)

Toscana	11	85,5	84,3	10	86,1	84,6
Umbria	11	71,9	68,4	11	71,3	68,5
Marche	27	58,3	58,2	27	59,1	58,1
Lazio	14	93,6	93,8	13	95,9	96,4
Abruzzo	26	62,7	62,2	25	71,5	72,2
Molise	10	76,3	74,7	9	82,5	84,1
Campania	24	81,3	81,9	23	82,4	84,0
Puglia	11	69,8	69,9	10	81,2	80,2
Basilicata	13	88,7	86,2	13	87,6	85,4
Calabria	11	90,5	90,4	12	90,1	90,3
Sicilia	13	79,7	81,4	13	80,2	81,2
<b>Media</b>	18	76,6	76,9	17	78,7	79,2

Tabella 1.21: Livelli di concentrazione nella distribuzione (Quota di volumi distribuiti dai primi tre operatori C3 e percentuale di clienti da questi serviti) Fonte: AEEG

Analizziamo ora brevemente la composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2013: il 31,1% delle quote è detenuto da enti pubblici mentre il 24,4% è relativo a quote detenute da società diverse. Il 13,7% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuto da persone fisiche, diminuita di poco rispetto al 13,2% del 2012. Le quote detenute da imprese energetiche invece sono rimaste invariate e intorno al 30% ma al loro interno è cresciuta l'importanza delle imprese locali a scapito di quelle nazionali, invariata invece la quota delle estere.

Natura giuridica dei soci	Quota
Enti pubblici	31,1%
Società diverse	24,4%
Imprese energetiche nazionali	15,9%
Imprese energetiche locali	13,8%
Persone fisiche	13,7%
Imprese energetiche estere	0,7%
Istituti finanziari nazionali	0,3%
<b>TOTALE</b>	100,0%

Tabella 1.22: Composizione societaria dei distributori nel 2013 Fonte: AEEG

In Italia sono presenti 253.581km di rete, il 58% in bassa pressione, il 41% in media pressione e l'1% in alta pressione. Il 59% delle reti (149.000km) è collocato al Nord, il 23% (58.000km) al Centro e il restante 18% (46.300km) nel Sud e nelle Isole. I gestori possiedono mediamente il 76% delle reti che gestiscono mentre i Comuni il 17%. La distribuzione del gas avviene anche grazie a 6.650 cabine, diminuite rispetto al 2012, e più di 105.000 gruppi di riduzione finale, aumentati del 3,6%.

Più della metà dei clienti, il 57,7%, utilizza il gas contemporaneamente per il riscaldamento e per la cottura dei cibi e/o la produzione di acqua calda sanitaria; tale uso assorbe il 47,1% del gas

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

complessivamente distribuito in Italia e comprende un consumo medio di circa 1.200m<sup>3</sup>/anno. Il secondo più diffuso utilizzo è l'impiego di gas per gli usi di cucina e/o per la produzione di acqua calda. Il gas distribuito per questo fine è il 5,5% del totale ed è pari a 211m<sup>3</sup>. L'utilizzo per i soli fini di riscaldamento ha una quota di clienti del 2,2% ma incide molto più in termini di consumi, infatti copre il 22,7% del gas totale, 15.000m<sup>3</sup>. Un quinto dei volumi di gas prelevati viene utilizzato per usi tecnologici associati a quelli di riscaldamento e il consumo si aggira intorno a 19.000m<sup>3</sup>. Il consumo medio che emerge dalle diverse categorie è pari a 1.487m<sup>3</sup>/anno, quasi invariato rispetto al 2012.

Codice	Categoria d'uso	Quota su clienti	Quota su volumi	Consumo medio
C1	Riscaldamento	2,2%	22,7%	15.134
C2	Uso cottura e/o produzione d acqua calda sanitaria	38,5%	5,5%	211
C3	Riscaldamento + Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	57,5%	47,1%	1.218
C4	Uso condizionamento	0,0%	0,0%	2.801
C5	Uso condizionamento + Riscaldamento	0,0%	0,2%	7.504
T1	Uso tecnologico (Artigianale-industriale)	0,2%	5,1%	32.984
T2	Uso tecnologico + Riscaldamento	1,5%	19,4%	19.290
<b>TOTALE</b>		100,0%	100,0%	1.487

Tabella 1.23: Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2013 (consumo medio in m<sup>3</sup>) Fonte: AEEG

Nel 2013 il settore domestico è composto da 21 milioni di clienti che hanno prelevato 16,8G(m<sup>3</sup>), ovvero la metà di tutto il gas distribuito. Se a questo settore aggiungiamo i condomini con uso domestico, si forma il settore "domestico allargato" che copre una quota del 57,6% di tutto il gas distribuito in Italia, con una frazione di clienti totali del 91,4%. Circa il 3,3% del gas totale è stato prelevato per attività di servizio pubblico come ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole. Gli altri usi rappresentato l'8,2% dei clienti e il 39,1% dei volumi distribuiti. L'entità dei consumi medi osservata nel 2013 risulta leggermente inferiore al 2012 con l'eccezione degli altri usi che sono cresciuti. Anche questi valori sono ovviamente differenziati territorialmente, con consumi medi che risultano al Nord circa doppi rispetto quelli osservati al Sud e Isole, mentre quelli del Centro assumono valori intermedi.

## 1.1. LO SCENARIO ATTUALE

Regione	Clienti D. <sup>7</sup>	Volumi D. <sup>8</sup>	Clienti C.D. <sup>9</sup>	Volumi C.D. <sup>10</sup>	Clienti S.P. <sup>11</sup>	Volumi S.P. <sup>12</sup>	Clienti A.U. <sup>13</sup>	Volumi A.U. <sup>14</sup>
Piemonte	1.811	1.639	38	505	9	145	208	1.595
Valle d' Aosta	18	17	1	8	0	7	3	19
Lombardia	4.352	4.178	54	909	16	254	441	3.853
Trentino Alto Adige	204	181	7	50	2	42	26	299
Veneto	1.858	1.910	17	178	5	89	209	1.854
Friuli Venezia Giulia	489	437	6	79	2	29	47	330
Liguria	812	457	10	203	3	36	46	242
Emilia Romagna	2.046	2.089	24	316	12	19	215	1.903
Toscana	1.461	1.305	12	124	5	64	120	951
Umbria	314	244	1	16	1	14	32	261
Marche	606	539	5	34	4	46	57	325
Lazio	2.085	1.140	26	338	10	139	152	702
Abruzzo	553	396	2	15	2	22	86	255
Molise	117	82	1	12	1	8	10	28
Campania	1.311	623	6	42	5	48	48	267
Puglia	1.235	773	2	17	3	35	61	213
Basilicata	180	130	1	7	1	9	18	38
Calabria	357	194	1	4	3	15	58	54
Sicilia	937	4.470	2	10	3	24	55	149
<b>ITALIA</b>	20.747	16.805	214	2.865	88	1.114	1.892	13.337

Tabella 1.24: Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2013 (clienti in migliaia e volumi in Mm<sup>3</sup>)  
Fonte: AEEG

La dimensione delle imprese che distribuiscono gas è di 38,8 addetti, superiore ai 34 dell'anno 2012. Il 65,2% delle imprese del settore impiega meno di dieci addetti ma distribuisce il 7,4% del gas a una quota simile di clienti. Il 21,5% opera con più di venti addetti e distribuisce l'84,4% del gas all'87% dei clienti serviti. Il 61,8% dei clienti è servito dalle imprese con oltre 250 addetti, che pur essendo solo il 3,3% dei soggetti operanti, distribuiscono il 60% di tutto il gas. Il 14,4% dei distributori risulta operare con zero addetti: sono imprese che hanno appaltato l'attività.

<sup>7</sup>Domestici

<sup>8</sup>Domestici

<sup>9</sup>Condomini Domestici

<sup>10</sup>Condomini Domestici

<sup>11</sup>Servizio Pubblico

<sup>12</sup>Servizio Pubblico

<sup>13</sup>Altri Usi

<sup>14</sup>Altri Usi

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

Classe di addetti	Quota sul totale delle imprese	Numero medio di addetti	Quota sui volumi distribuiti	Quota sui clienti distribuiti
0	14,4%	-	1,0%	1,2%
1	7,7%	0,9	0,4%	0,3%
2-9	43,1%	4,4	6,0%	5,5%
10-19	13,3%	14,3	8,2%	6,0%
20-49	10,5%	31,8	10,7%	8,7%
50-250	7,7%	106,2	16,3%	16,5%
Oltre 250	3,3%	705,8	57,4%	61,8%
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>	<b>38,8</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Tabella 1.25: Dimensione delle imprese che distribuiscono gas naturale per classe di addetti nel 2012 Fonte: AEEG

Il gruppo Snam è primo con una quota del 23% seguito da F2i Reti Italia con il 17%. Al terzo posto c'è Hera la cui quota è salita al 7,9%. Nel 2013 i privi venti gruppi coprono l'80,7% della distribuzione totale.

Società	2012	Quota	2013	Quota
Snam	7.808	23,1%	7.800	22,9%
F2i Reti Italia	5.760	17,0%	5.661	16,6%
Hera	2.202	6,5%	2.684	7,9%
Iren	2.012	6,0%	2.099	6,2%
A2A	2.010	5,9%	2.072	6,1%
Toscana Energia	1.047	3,1%	1.218	3,6%
E.S.TR.A.	770	2,3%	770	2,3%
Asco Holding	772	2,3%	730	2,1%
Linea Group Holding	653	1,9%	676	2,0%
Acegas-Aps	481	1,4%	-	-
AMGA	441	1,3%	475	1,4%
Erogasmet	406	1,2%	410	1,2%
Acsm-Agam	366	1,1%	397	1,2%
Agsm Verona	397	1,2%	380	1,1%
Ambiente Energia Brianza	344	1,0%	378	1,1%
Energei	329	1,0%	333	1,0%
Gas Natural Sdg	325	1,0%	326	1,0%
Gas Rimini	302	0,9%	294	0,9%
Dolomiti Energia	289	0,9%	287	0,8%
Edison	277	0,8%	281	0,8%
Aimag	278	0,8%	275	0,8%
Altri	6.511	19,3%	6.574	19,3%
<b>TOTALE</b>	<b>33.782</b>	<b>100,0%</b>	<b>34.122</b>	<b>100,0%</b>

Tabella 1.26: Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2012 e 2013 Fonte: AEEG

### 1.1.6 Mercato all'ingrosso del gas

Nel 2013 508 società hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale; di queste 436 hanno risposto all'indagine annuale sui settori regolati e 39 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Delle 397 attive, 67 hanno venduto gas unicamente all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri mentre 229 sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 101 che hanno operato sia all'ingrosso che sul mercato finale sono operatori misti. Complessivamente il gas movimentato del mercato totale della vendita ha toccato 170,1G(m<sup>3</sup>) e di questo il 22,4%, 38,1G(m<sup>3</sup>), è stato intermediato da grossisti, il 16,6% cioè 18G(m<sup>3</sup>), dai venditori puri e il 67,1%, 114,1G(m<sup>3</sup>), dagli operatori misti. Questi ultimi, rispetto al 2012, sono diminuiti in favore degli operatori puri, sia grossisti che venditori. Il mercato all'ingrosso che ha movimentato 106,8G(m<sup>3</sup>), è stato alimentato per il 35,7% da grossisti puri e per il restante 64,3% da operatori misti. I 63,3G(m<sup>3</sup>) venduti al mercato finale sono stati approvvigionati per il 28,4% dai venditori puri e per il 71,6% da operatori misti.

Operatori	Numero	Al mercato finale	Al mercato all'ingrosso	Di cui al PSV	Totale
Grossista puro	67	-	38.081	31.794	38.081
Venditore puro	229	17.965	-	-	17.965
Operatore misto	101	45.374	68.707	35.066	114.081
Inattivo	39	-	-	-	-
<b>TOTALE</b>	436	63.338	106.788	66.859	170.127

Tabella 1.27: Numero di operatori e vendite nel 2013 (Mm<sup>3</sup>) Fonte: AEEG

Nel 2013 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso è cresciuto così come la quantità di gas intermediato. I venditori sono 168, 16 in più del 2012, e hanno venduto 106,8G(m<sup>3</sup>), contro i 101,1G(m<sup>3</sup>) dell'anno precedente. Essendo l'aumento degli operatori superiore a quello dei gas trattati, il volume unitario è sceso a 636M(m<sup>3</sup>). Questo incremento di venditori si è realizzato nella penultima classe, quella dei piccoli. Il 13,7% del gas venduto all'ingrosso è stato fornito da ENI, il 9,1% da Edison, il 16,9% da 139 piccoli o piccolissimi operatori e il 60,3% da 27 operatori di media dimensione.

Operatori per classe di vendita	2009	2010	2011	2012	2013
Numero	124	140	143	152	168
ENI	1	1	1	1	1
Grandi	0	2	1	1	1
Medi	22	26	30	24	27
Piccoli	51	57	57	66	78
Piccolissimi	50	54	54	60	61
<b>Volume Venduto G(m<sup>3</sup>)</b>	68,1	87,6	98,4	101,1	106,8
ENI	16,0	15,3	14,6	13,3	14,6
Grandi	0,0	11,9	7,0	8,3	9,7

(Continua alla pagina successiva)

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

(Continua dalla pagina precedente)

Medi	40,0	47,1	64,1	61,1	64,4
Piccoli	11,5	12,7	12,0	17,5	17,2
Piccolissimi	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9
<b>Volume Medio Unitario M(m<sup>3</sup>)</b>	<b>549</b>	<b>626</b>	<b>688</b>	<b>665</b>	<b>636</b>
ENI	15.961	15.304	14.586	13.342	14.584
Grandi	0	5.956	7.012	8.270	9.728
Medi	1.816	1.810	2.136	2.545	2.385
Piccoli	226	222	210	265	220
Piccolissimi	12	13	14	15	15

Tabella 1.28: Mercato all'ingrosso nel periodo 2009-2013 Fonte: AEEG

Gli acquisti dall'estero e al PSV sono le modalità più frequenti con cui i grossisti di gas si approvvigionano della materia prima che poi rivendono: su 100m<sup>3</sup> acquistati, 78m<sup>3</sup> provengono da queste due fonti con una leggera prevalenza del PSV (40,5m<sup>3</sup>) sulle importazioni (37,6m<sup>3</sup>). I restanti 22m<sup>3</sup> provengono da acquisti da rivenditori nazionali e in minima parte da produzione nazionale. Risultano ancora minoritari gli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei Mercati Energetici, dove in media vengono procacciati 1,8m<sup>3</sup> su 100. L'incidenza delle fonti cambia a seconda della dimensione degli operatori: le importazioni sono decisive solo per ENI e i grandi che si procurano all'estero circa tre quarti del gas che poi rivendono. La produzione nazionale completa il portfolio di ENI mentre è il PSV a svolgere questa funzione nel caso dei grandi. Gli acquisti al PSV assumono importanza per i venditori medi che comprano il 64% del gas che rivendono. Gli acquisti da altri rivenditori sul territorio nazionale, sia alla frontiera, sia al city gate, hanno un peso del 61% nell'approvvigionamento dei piccolissimi, insieme agli acquisti al PSV (26%) e a quelli effettuati in Borsa (7%).

	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	Totale
Produzione nazionale	13,8%	2,3%	0,0%	7,6%	3,8%	4,9%
Importazioni	79,3%	73,3%	19,7%	10,9%	1,2%	37,6%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	5,1%	1,6%	13,0%	35,3%	60,0%	14,4%
Acquisti in stoccaggio	0,0%	0,7%	0,8%	2,0%	1,4%	0,8%
Acquisti in PSV	1,9%	22,1%	64,4%	40,3%	26,0%	40,5%
Acquisti in borsa	0,0%	0,0%	2,1%	4,1%	7,0%	1,8%
<b>TOTALE</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Tabella 1.29: Approvvigionamento dei grossisti nel 2013 Fonte: AEEG

Per quanto riguarda gli impieghi, in media il 64% della quantità viene rivenduta ad altri operatori sul territorio nazionale e tale quota raggiunge il 79,3% nel caso di soggetti di media dimensione. La parte destinata al mercato finale conta per il 27,9% ma diventa più importante al diminuire della dimensione delle imprese. Il 6,4% del gas è riservato agli autoconsumi. La quota di gas destinata alla Borsa pari all'1,6% è limitata ma comunque in crescita rispetto all'1% del 2012.

Nel 2013 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è stato di  $32,67\text{c}\text{€}/\text{m}^3$ , più elevato rispetto ai  $29,61\text{c}\text{€}/\text{m}^3$  del PSV e in diminuzione rispetto al valore del 2012 di  $34,31\text{c}\text{€}/\text{m}^3$ . Quindi il prezzo al mercato finale degli intermediari all'ingrosso che operano sul mercato è stato di  $41,03\text{c}\text{€}/\text{m}^3$ , il 5,2% in meno rispetto al 2012.

## 1.2 Lo scenario futuro

Guardando le proiezioni fino al 2040 possiamo denotare alcune caratteristiche che delineano il futuro della situazione energetica mondiale.

- Si vedrà un aumento molto marcato della domanda energetica globale dovuto ai Paesi in via di sviluppo non facenti parte dell'OCSE, principalmente Cina ed India, dovuto ad un'esplosione demografica ed ad una forte crescita economica;
- I paesi dell'OCSE dall'altro canto risultano consumatori energetici già più maturi e non vedranno grandi aumenti dal punto di vista del fabbisogno energetico;
- Il petrolio ed altri combustibili liquidi rimarranno la maggior fonte d'energia ma la loro quota dell'energia scambiata globalmente declinerà;
- I prezzi del gas naturale rimarranno sotto i prezzi del petrolio se rapportati al contenuto energetico, supportando la crescita prevista nel consumo di gas; tuttavia restano molto incerti nelle proiezioni i prezzi del petrolio. Conseguentemente si dovrà far riferimento a due scenari: uno di prezzi "bassi" e l'altro di prezzi "alti". I fattori che saranno influenti per questi prezzi sono:
  - L'economicità della fornitura di liquidi a base di petrolio dai paesi non OPEC;
  - Gli investimenti e le decisioni di produzione dei Paesi OPEC;
  - Le economie delle altre forniture di liquidi;
  - La domanda mondiale di petrolio ed altri liquidi.

### 1.2.1 Domanda d'energia mondiale

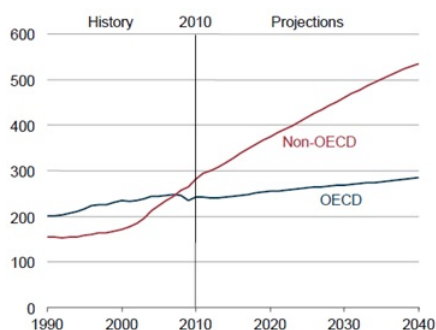


Figura 1.14: Proiezioni sulla previsione domanda futura nei paesi OCSE e non OCSE al 2040 Fonte: IEA

La domanda primaria d'energia mondiale aumenterà del 36,6% tra il 2014 ed il 2035 con una crescita media dell'1,5% all'anno. La crescita rallenterà dal 2,2% nel decennio 2005-2015, s'assesterà attorno al 1,7% tra il 2015 ed il 2025 per poi portarsi all'1,1% annuo. Questi consumi vanno ad aggiungersi ad un passato particolarmente dispendioso guidato dall'industrializzazione e dall'elettrificazione di paesi non OCSE, in particolar modo Cina ed India. Tra il 2002 ed il 2012 abbiamo assistito alla maggior crescita di sempre nel consumo energetico in termini di volumi su base decennale e risulta altamente improbabile che l'effetto si ripeta tra il periodo compreso

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

tra il 2012 ed il 2035.

Risulta evidente come vi sia un passaggio nel lungo periodo per quanto riguarda la crescita energetica dai Paesi OCSE a quelli non OCSE. Il consumo energetico OCSE crescerà solo dello 0,2% annuo a confronto di un 2,3% dei paesi non OCSE nel periodo 2012-2035 e per i Paesi OCSE in particolare decrescerà dal 2030 in avanti. La Cina è emersa come il principale contributore alla crescita ma per la fine del periodo di previsione l'apporto cinese comincerà a diminuire. Il contributo dell'India crescerà, quasi uguagliando quello della Cina nell'ultimo decennio dell'orizzonte di previsione.

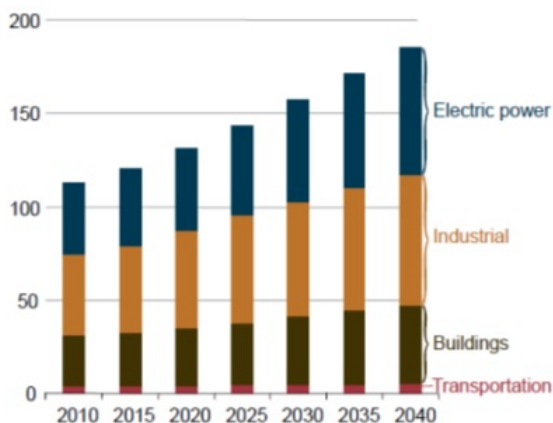


Figura 1.16: Divisione dei consumi d'energia nell'intervallo 2010-2040 Fonte: IEA

l'uso dell'energia da parte degli altri settori quasi uguaglierà quella industriale in termini di volume. Il settore dei trasporti continuerà a giocare un ruolo relativamente piccolo nella crescita dei consumi primari d'energia in tutto lo scenario di previsione, in costante aumento ma responsabile per solo il 13% della crescita totale tra il 2012 ed il 2035.

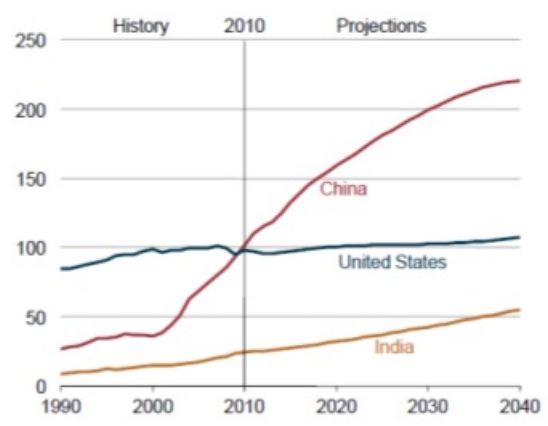


Figura 1.15: Proiezioni sulla previsione domanda futura in Cina, Usa e India al 2040 Fonte: IEA

Considerando i settori produttivi, l'industria rimarrà la fonte di crescita principale per il consumo di energia primaria, sia direttamente sia indirettamente. L'industria sarà responsabile di più della metà della crescita nei consumi di energia nel periodo tra il 2012 ed il 2035. Ciò riflette il ritmo e le dimensioni senza precedenti dell'industrializzazione asiatica. L'energia destinata all'industria crescerà del 2,6% annuo nel decennio 2005/2015, ma rallenterà a solo l'1% annuo nell'ultimo decennio a causa della fine dell'industrializzazione cinese. Il successivo componente della crescita sarà l'energia utilizzata nei settori non industriali (residenziale, dei servizi ed agricolo), principalmente sotto forma di elettricità. Per l'ultimo decennio la crescita nel-



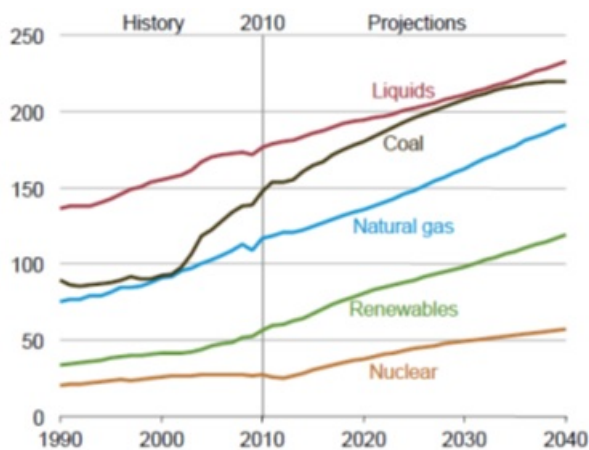


Figura 1.17: Sviluppo delle principali fonti d'energia fino al 2040 Fonte: IEA

Nel periodo di previsione tutti i combustibili presentano una crescita. La crescita più cospicua si ha nel settore delle rinnovabili (6,4% annuo). Vi sono alcune voci, come Chris Nelder, un noto analista e consulente energetico americano, secondo cui il punto di non ritorno della transizione energetica dalle energie fossili a quelle rinnovabili sia ormai maturo ed arrivato. Il nucleare (1,9% annuo) e l'energia idroelettrica (1,8% annuo) crescono entrambi più velocemente dell'energia totale. Tra le fonti fossili, il gas è quella che cresce più velocemente (1,9% annuo) ed è l'unico idrocarburo a crescere più rapidamente dell'energia totale. Il petrolio mostra una crescita più lenta (0,8% annuo), superato di poco dal carbone (1,1% annuo). Il contributo del carbone alla

crescita sta calando rapidamente e se attualmente è la maggior fonte di crescita dei volumi, per l'ultimo decennio il carbone aggiungerà meno volume del petrolio e solo poco di più all'idroelettrico. Nuovamente, ciò riflette l'abbandono dell'industria coal-intensive in Cina. Nell'ultimo decennio del periodo (2025-2035) il gas sarà il maggiore contributore alla crescita; i combustibili non fossili aggregati tuttavia, contribuiranno anche più del gas, e saranno responsabili del 39% della crescita energetica del periodo.

La produzione primaria d'energia mondiale crescerà dell'1,5% annuo tra il 2012 ed il 2035, eguagliando la crescita dei consumi. Tale crescita è concentrata nei Paesi non OCSE ed è responsabile di quasi l'80% dell'incremento dei volumi. La crescita è presente in tutte le aree tranne l'Europa. La parte dell'Asia sul Pacifico mostra sia il maggior tasso di crescita (2,1% annuo) che il maggior aumento, portando a crescere fino al 47% la produzione globale d'energia. Il Medio Oriente ed il Nord America sono le altre maggiori aree di crescita, e quest'ultimo rimane il secondo maggior produttore d'energia. L'espansione riguarda ogni tipo d'energia, con le nuove fonti energetiche che assumeranno un'importanza sempre maggiore. Le energie rinnovabili, lo shale gas, il tight oil ed altre nuove fonti combustibili crescono complessivamente del 6,2% annuo e contribuiranno per il 43% all'aumento della produzione di energia fino al 2035.

Il consumo d'energia cresce meno rapidamente dell'economia globale, con la crescita del PIL in media del 3,5% annuo nel periodo 2012-2035. Di conseguenza l'intensità energetica, ovvero la quantità d'energia per unità di PIL, diminuirà del 36% (1,9% all'anno) tra il 2012 ed il 2035. Il declino dell'intensità energetica accelererà; il tasso atteso di tale calo dopo il 2020 è più che doppio rispetto al tasso registrato nel periodo 2000-2010. Le quote di combustibili evolveranno lentamente. La quota del petrolio continuerà a calare, con la sua posizione di combustibile leader sfidata per un breve periodo dal carbone. Gli incrementi di quota del gas sono stabili. Per il 2035 le quote di tutti i combustibili fossili ammonteranno complessivamente al 27%, e per la prima volta dalla rivoluzione industriale non ci sarà un singolo combustibile dominante. Considerati nella loro interezza i combustibili fossili perderanno quote ma saranno comunque la forma di energia dominante nel 2035 con una quota dell'81%, paragonata all'86% del 2012.

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

Una delle tendenze stabilite da maggior tempo è il crescente aumento del settore energetico. La quota di energia primaria dedicata al settore energetico sale sia nelle economie industrializzate sia in quelle mature, dove la crescita è determinata dal settore dei servizi. Nel 2012 il 42% dell'energia primaria era convertito in elettricità nel settore energetico, a partire dal 30% del 1965. Per il 2035 tale quota salirà al 46%. I combustibili per la generazione di energia saranno responsabili per il 57% della crescita nei consumi di energia primaria nel periodo in esame ed il settore energetico sarà proprio l'area in cui tutte le fonti saranno competitive. A livello globale il carbone rimarrà la maggior fonte d'energia fino al 2035, anche se nei paesi OCSE sarà sorpassato dal gas. Le fonti a zero emissioni di carbonio (rinnovabili, idroelettrico e nucleare) aumenteranno la loro quota combinata di generazione di energia dal 5% attuale al 13% del 2035, mostrando pochi segnali d'avvicinamento ad un qualche limite alla loro quota limite di mercato.

I bilanci energetici regionali, definiti come differenza tra produzione e consumi a livello regionale, suggeriscono che le relazioni commerciali a livello internazionale cambieranno in maniera significativa entro il 2035. Il Nord America passerà da importatore ad esportatore netto d'energia attorno al 2018. Nel frattempo, il fabbisogno asiatico d'importazione dell'energia continuerà ad aumentare; per il 2035 l'Asia sarà responsabile del 70% delle importazioni nette a livello interregionale e di quasi tutta la crescita del commercio. Tra le aree esportatrici, il Medio Oriente rimarrà il maggior esportatore netto d'energia ma la sua quota calerà dal 46% del 2012 al 38% del 2035. La Russia rimarrà il maggior esportatore di energia al mondo.

La maggior sfida in termini di sostenibilità rimane il livello delle emissioni di carbonio che continuerà a crescere leggermente meno del consumo d'energia (dell'1,1% annuo), ma comunque più velocemente di quanto consigliato dalla comunità scientifica.

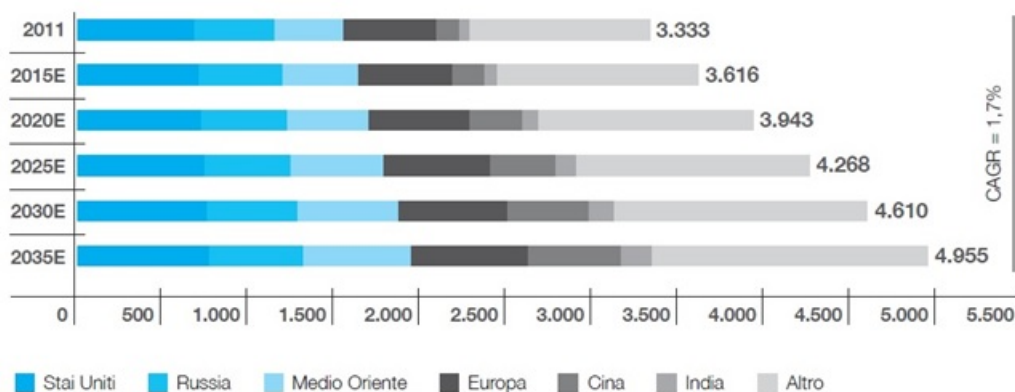


Figura 1.18: Consumi di gas naturale a livello mondiale, 2011-2035 (mld/m³/a) Fonte: Cassa depositi e prestiti

Le recenti azioni intraprese dai vari governi europei per ridurre l'affidamento sull'energia nucleare all'alba del disastro di Fukushima Daiichi, stanno fornendo una spinta addizionale all'uso sia del gas naturale sia delle fonti energetiche rinnovabili che generino elettricità. La domanda globale di gas naturale crescerà dell'1,9% annuo nel periodo considerato, raggiungendo i 497bcf al giorno entro il 2035, con una crescita dei paesi non OCSE che sorpasserà di molto quella dei Paesi OCSE; infatti mentre i primi avranno tassi che s'attesteranno attorno al 2,7% annuo, i secondi cresceranno solo dell'1% annuo. Nell'area OCSE il gas sostituirà il petrolio come combustibile dominante per il 2031 raggiungendo una quota del 31% dell'energia primaria entro il 2035. Per quanto riguarda l'area non OCSE il gas rimarrà la terza fonte principale,

dietro a carbone e petrolio, con una quota del 24% dell'energia primaria nel 2035. Il settore con la crescita più rapida è quello dei trasporti (7,3% annuo); ciò è dovuto soprattutto alla piccola base di partenza. In termini di volume la maggior crescita arriva dall'industria che arriverà a consumare 71bcf al giorno con tassi di crescita attorno al 1,9% all'anno. Gli schemi di crescita sono diversi tra i vari paesi OCSE e non OCSE. Nell'area OCSE la crescita sarà una conseguenza del settore elettrico (17bcf al giorno con un tasso del 1,2% annuo), seguito dal settore industriale (10bcf al giorno con una crescita dello 0,8% annuo). Il settore industriale rimane la maggior fonte di crescita nell'area non OCSE (61bcf al giorno con un tasso del 2,6% annuo).

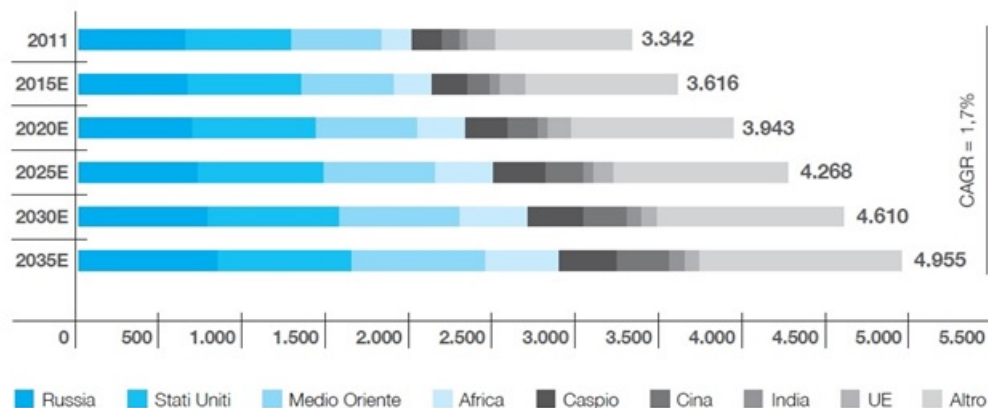


Figura 1.19: Offerta di gas naturale a livello mondiale, 2011-2035 (mld/m<sup>3</sup>/a) Fonte: Cassa depositi e prestiti

La fornitura globale di gas è prevista in crescita dell'1,7% annuo o di 172bcf al giorno nel periodo di riferimento, arrivando ad un totale di 497bcf al giorno entro il 2035. Lo shale gas è la fonte di rifornimento a crescita più rapida (6,5% annuo), ed è la causa di circa metà della crescita nella fornitura globale di gas. Questa è concentrata nei Paesi non OCSE (126bcf al giorno o 2,1% annuo) ed è responsabile per circa il 73% della crescita globale. Quasi l'80% della crescita non OCSE viene da fonti non shale. La crescita della fornitura OCSE (1,5% annuo) deriva esclusivamente dallo shale gas (5,1% annuo), che costituirà quasi la metà della produzione dell'area OCSE nel 2035.

La fornitura di shale gas è dominata dal Nord America sarà responsabile del 99% delle forniture di shale gas fino al 2016 e del 70% per il 2035. Comunque, la crescita dello shale gas al di fuori del Nord America accelererà e per il 2027 avrà sorpassato quella Nordamericana. La Cina è il paese più promettente per la crescita shale al di fuori del contesto nordamericano, essendo responsabile del 13% della crescita mondiale della produzione di shale gas; assieme, Cina e Nord America, produrranno l'81% dello shale gas totale entro il 2035.

Ci si attende che i bilanci netti interregionali siano più che raddoppiati nell'intervallo considerato, con una crescita annua del 4% (o di 53 bcf al giorno). L'espressione dei commerci sarà guidata dall'area asiatica del Pacifico, dove le importazioni saranno più che triplicate e costituiranno il 51% delle importazioni interregionali nette per il 2035; ci si aspetta che questa regione sorpassi l'Europa come maggior area importatrice nel 2026. Nel frattempo la crescita dello shale gas farà passare il Nord America da importatore ad esportatore netto per il 2017. La quota totale di gas importato per il consumo crescerà stabilmente dal 32% del 2012 a più del 46% nel 2035, mentre la sua quota di consumi salirà dal 10% al 15%.

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

---

Le forniture nordamericane di gas non convenzionale cresceranno del 3,4% annuo nel periodo di previsione, più che compensando il calo annuo del 2,3% della produzione convenzionale, e rendendo possibile una crescita della fornitura nazionale del 1,4% annuo. La crescita del gas non convenzionale deriva quasi esclusivamente dallo shale gas, che aumenterà del 4,9% annuo. L'Europa vedrà un calo della produzione interna dell'1,4% annuo nel periodo di riferimento, nonostante le forniture non convenzionali raggiungeranno i 3,7bcf al giorno nel 2035. L'Europa dipenderà sempre più dal gas importato, in particolare dalle importazioni via pipeline, che soddisferanno il 51% della domanda entro il 2035 a partire dall'attuale 37%. La Cina, invece, godrà di una forte crescita nella produzione interna (5,7% annuo) in tutti i tipi di fornitura. Lo shale gas dà il maggior contributo alla crescita (10bcf al giorno, su una base di 42,7% annuo), con la maggior parte di quest'ultimo immesso in rete a partire dal 2020. Tuttavia, la crescita della domanda cinese richiederà comunque un rapido incremento delle importazioni (8,3% annuo) sia tramite pipeline che tramite GNL. Le importazioni via pipeline della FSU rimarranno il canale d'importazione principale, crescendo dell'8% annuo.

La produzione statunitense di shale gas crescerà del 4,3% annuo tra il 2012 ed il 2035, rendendo possibile un aumento della produzione USA del 45%. Ciò sta causando una serie di aggiustamenti sui mercati energetici; alcuni sono già evidenti, altri si svilupperanno nel tempo.

Una delle prime reazioni è stata dal lato dell'offerta. Una flotta di trasporto flessibile che può cambiare tra petrolio e gas ha risposto ai prezzi relativamente bassi del gas con una maggiore focalizzazione sulla crescita nel ramo dei combustibili liquidi. Dal lato della domanda, lo shale gas fornisce al gas naturale statunitense un vantaggio competitivo rispetto ad altri carburanti. Ciò è già visibile nel settore della generazione elettrica, dove è probabile che il gas continui a crescere (0,5% annuo) a discapito del carbone, nonostante la rapida crescita delle energie rinnovabili. Successivamente, il gas guadagnerà quote di mercato nel settore industriale, dal 39% del 2012 al 42% del 2035. Infine il gas comincerà a penetrare nel settore dei trasporti. Questo è il combustibile che cresce maggiormente (18% annuo) in un settore dove la domanda complessiva è in calo. Per il 2035 il gas costituirà l'8% della quota di carburanti utilizzata nel settore del trasporto statunitense, quasi uguagliando i biocarburanti.

Forse gli aggiustamenti più rilevanti al boom dello shale gas si possono trovare nei flussi commerciali. Gli Stati Uniti passeranno da importatori ad esportatori netti di gas nel 2018, come le esportazioni nette che raggiungeranno i 10,6bcf al giorno per il 2035. Diventeranno un esportatore netto di GNL a partire dal 2016, raggiungendo un volume totale netto di GNL esportato pari a 11,2bcf al giorno nel 2035. L'arrivo delle esportazioni di GNL statunitense in massa avrà un profondo impatto sul mercato globale del GNL, contribuendo ad uno shake-up nella struttura delle forniture. L'Australia dovrebbe sostituire il Qatar come maggior Paese esportatore di GNL già nel 2019, seguita da Stati Uniti, che sorpasseranno il Qatar nel 2030. Ed è probabile che l'intera regione dell'Africa sorpassi il Medio Oriente. La crescente diversificazione delle fonti di fornitura di GNL sosterrà la globalizzazione del mercato del gas. Al 2035 ci si attende che l'Australia riesca a raggiungere una quota d'esportazione del 21%, ponendo come base il commercio mondiale di GNL; tale quota va paragonata con l'attuale 32% detenuto dal Qatar.

La produzione nazionale di gas negli Stati Uniti è stata rivitalizzata dalla rivoluzione dello shale gas. Per il 2029 l'output di shale gas degli Stati Uniti supererà il più alto livello mai raggiunto dalla produzione di gas convenzionale per gli USA. Tutti gli elementi fanno presupporre che

l'equilibrio domanda/offerta risponderà a cambiamenti nei prezzi relativi. La produzione convenzionale declinerà più rapidamente di quanto non avrebbe fatto in assenza dello shale gas; il gas guadagnerà quote nei vari segmenti dei mercati energetici americani, in concorrenza con altri combustibili; il gas USA guadagnerà quote sul mercato internazionale, in concorrenza con gli altri fornitori. Queste risposte avverranno su scale temporali differenti, dalla più facile e meno vincolata, come il passaggio da carbone a gas nella generazione d'elettricità, alla più difficile e lenta, come lo sviluppo delle infrastrutture e delle tecnologie necessarie per trasportare il gas.

### 1.2.2 Il contesto europeo per il settore gas

La crescente dipendenza dell'Europa dai Paesi Extra-UE rende strategico il tema della sicurezza degli approvvigionamenti: l'integrazione dei singoli mercati nazionali e lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto sono la chiave delle prospettive di crescita del mercato del gas.

Nel corso degli ultimi quindi anni il consumo di gas a livello europeo ha subito un andamento discontinuo. Se tra il 1995 ed il 2011 sono cresciuti in valore assoluto del 18% con un tasso d'incremento annuo dell'1%, in termini di dinamica nel 2005 si è registrato un picco a cui ha fatto seguito un periodo d'incertezza a causa della difficile situazione economica. Nello stesso periodo i Paesi dell'UE27 hanno visto ridurre in modo costante la propria incidenza sui consumi mondiali che si è attestata nel 2011 al 14,1% a fronte di un 19% del 2000. Ciò è stato possibile a causa dello sviluppo significativo di alcuni Paesi come Spagna (8,6%), Italia (2,5%) ed altri che son stati caratterizzati da una sostanziale stagnazione dei consumi. In linea generale tutti i mercati hanno raggiunto un picco nel 2005, registrando un tasso di incremento medio annuo nel periodo compreso tra l'1,9% ed il 14,5% per poi subire un calo tra il 2008 ed il 2011.

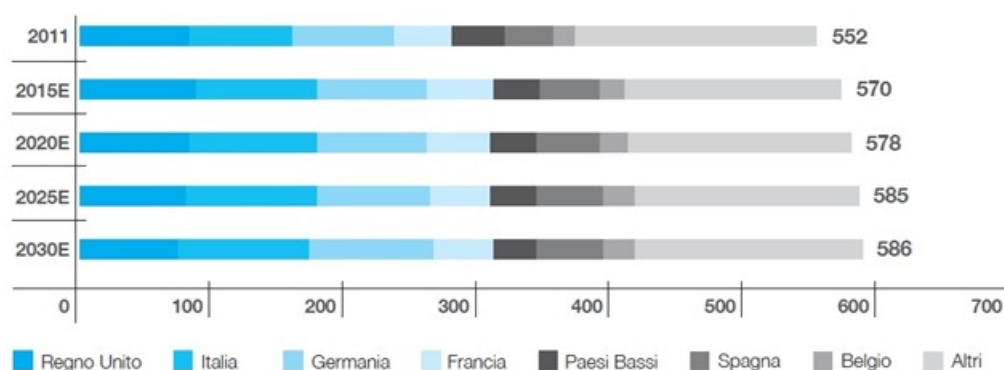


Figura 1.20: Consumi di gas naturale in Europa, 2011-2030E (mld/m<sup>3</sup>/a) Fonte: Cassa depositi e prestiti

Come si vede dai grafici tra il periodo 2011 ed il periodo 2030 si prevede che la domanda di gas naturale in Europa si mantenga stabile (dai 552 miliardi di metri cubi all'anno del 2011 ai 586 miliardi di metri cubi all'anno nel 2030).

La produzione interna di gas naturale tra il 1995 ed il 2011 nei Paesi UE ha subito un costante declino, che ha determinato un significativo ridimensionamento dell'incidenza dell'Europa in ambito internazionale, passando dal 10,4% al 4,9%. In particolare dopo aver raggiunto un picco nel 2000, con circa 248 miliardi di metri cubi ed un incremento medio annuo dell'1,8%, rispetto al 1995, nell'ultimo decennio si è registrata una contrazione del 3,6% attestandosi nel 2011 ai 165 miliardi di metri cubi all'anno. Con riferimento ai singoli mercati nazionali, il Paese che ha

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

evidenziato la performance peggiore è stato il Regno Unito che in dieci anni è passato da una produzione di oltre 116 miliardi di metri cubi all'anno a 48,6 metri cubi all'anno nel 2011, con un decremento medio del 7,6% ed un'incidenza sul totale in calo dal 47% al 29%.

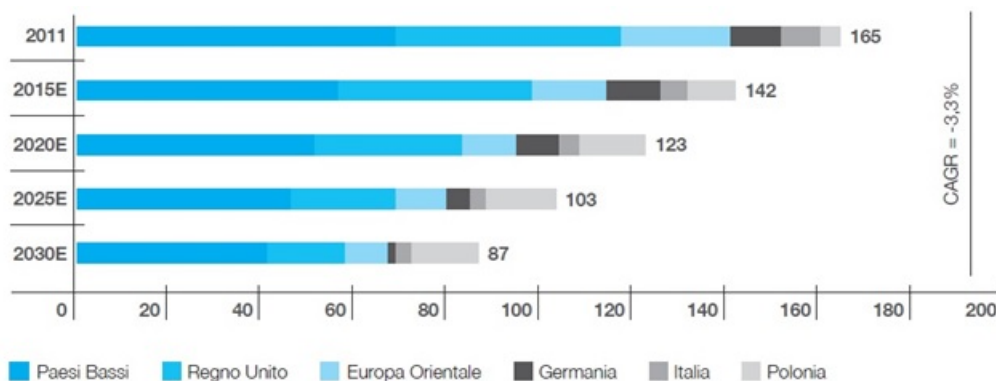


Figura 1.21: Produzione di gas naturale nei Paesi UE27, 2011-2030 (mld/m<sup>3</sup>/a) Fonte: Cassa depositi e prestiti

Anche in prospettiva la produzione di gas naturale in Europa è destinata a registrare un costante declino, passando da 165 miliardi di metri cubi all'anno nel 2011 a 87 miliardi di metri cubi all'anno nel 2030, con un tasso di decremento medio anno pari al 3,3%. I Paesi a sperimentare la contrazione più severa sono stati il Regno Unito (-5,9%) ed i Paesi Bassi (-2,7%).

In linea con le tendenze registrate dai valori della produzione interna, le riserve di gas naturale dei Paesi UE a partire dal 1995, evidenziano un progressivo declino sia con riferimento ai volumi (da 3.929 miliardi di metri cubi a 2.436 miliardi di metri cubi con una riduzione del 2,9%), sia in relazione all'incidenza sulla disponibilità complessiva a livello globale (dal 2,8% al 1,2%). Questa circostanza è riconducibile principalmente a due fattori: i vincoli ambientali sempre più stringenti che hanno caratterizzato il quadro regolamentare di riferimento e la scarsità d'investimenti dedicati all'esplorazione di nuovi giacimenti da parte delle major petrolifere, orientate a dedicare le proprie risorse a zone del pianeta più promettenti e sottoposte a minori restrizioni. Conseguentemente, viste le dinamiche di sviluppo degli scambi internazionali di gas, per effetto del graduale decremento della produzione, le importazioni di gas naturale per la copertura del fabbisogno interno sono destinate a crescere in misura significativa, fino a raggiungere i 500 miliardi di metri cubi all'anno nel 2030 (con un aumento dell'1,1% nel 2010). In questo contesto, con la progressiva scadenza dei contratti take-or-pay di lungo periodo, l'attuale situazione di oversupply rispetto agli impieghi contrattualizzati è destinata ad esaurirsi. A partire dal 2015, infatti, dovrebbe emergere una componente di domanda non contrattualizzata, in progressiva crescita con l'allungarsi dell'orizzonte temporale di riferimento.

Alla luce di questo aumento delle importazioni nei prossimi anni, si stima che la capacità d'importazione e la movimentazione transfrontaliera del gas cresceranno in misura rilevante, considerando il potenziamento dei gasdotti esistenti, la realizzazione di nuove infrastrutture di collegamento con Paesi extra-UE e l'entrata in esercizio di nuovi impianti di rigassificazione. Con riferimento ai gasdotti di interconnessione tra i Paesi UE, si registrano numerosi progetti d'intervento tesi a liberare capacità di transito, risolvendo le congestioni che attualmente limitano la possibilità di creare una sistema di infrastrutture unico su base continentale. In particolare, è possibile evidenziare la presenza di due direttrici principali lungo le quali si concerteranno gli interventi più significativi:



- Il corridoio Sud-Nord, lungo il quale nei prossimi 5 anni verrà portata a termine la realizzazione di reverse flow, in grado di potenziare i flussi bidirezionali tra le frontiere di Paesi quali Austria-Germania, Spagna-Francia, Italia-Svizzera, Italia-Austria;
- Il corridoio Ovest-Est dove sono in programma nuove connessioni tra Polonia-Germania, Polonia-Lituania, Austria-Europa orientale.

In relazione a nuove infrastrutture di approvvigionamento, la Commissione Europea ha individuato alcuni progetti ritenuti prioritari per garantire la sicurezza e la diversificazione delle fonti, incrementando significativamente la capacità d'importazione lungo la frontiera meridionale ed orientale.

La dipendenza dalle importazioni da paesi extra-UE, peraltro, è cresciuta nel tempo: dal 43,5% nel 1995 al 62,4% nel 2010. Tuttavia, è opportuno evidenziare come tra il 2000 ed il 2010, il numero di paesi fornitori sia salito da 14 a 23, segnalando un incremento della diversificazione delle fonti di approvvigionamento in linea con le indicazioni di policy della Commissione Europea. In linea generale l'eccessiva dipendenza dall'estero per la copertura del fabbisogno di gas e la scarsa pluralità di fonti di fornitura alternative penalizzano la competitività di un sistema Paese e tendono a ridurre l'attrattiva per nuovi investimenti.



Figura 1.22: Progetti di sviluppo della rete europea dei gasdotti Fonte: Cassa depositi e prestiti

Con riferimento ai progetti per il potenziamento della rete di terminali di rigassificazione, occorre evidenziare come, sebbene il GNL in Europa soffra di un elevato grado di competitività del

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

gas trasportato tramite gasdotto, nell’ottica di diversificazione delle fonti d’approvvigionamento e lo sfruttamento della componente spot del mercato, si stima che la capacità di rigassificazione possa superare i 220 miliardi di metri cubi all’anno nel 2020, con un tasso d’incremento annuo medio pari al 2,9%. In questo contesto è prevista la realizzazione di nuovi terminali in Italia, Spagna, Francia e Polonia e l’espansione di terminali esistenti in Belgio e nel Regno Unito, con una capacità aggiuntiva superiore di 40 miliardi di metri cubi all’anno. Più in particolare riguardo alle nuove installazioni:

- La Francia dovrebbe incrementare la propria capacità di rigassificazione di 13 miliardi di metri cubi all’anno, con la realizzazione di un impianto a Dunkerque, già uno dei più rilevanti per il gas proveniente da Stati extra-UE;
- La Polonia si dovrebbe affacciare sul mercato del GNL, con un terminale da 5 miliardi di metri cubi all’anno, l’unico presente nell’area del Baltico;
- L’Italia è caratterizzata dalla presenza di numerosi progetti, molti dei quali tra loro alternativi, in considerazione del fatto che le prospettive di crescita, anche nell’ottica di un mercato comune su base Europea, non giustificano un potenziamento delle infrastrutture che veda più di 2/3 nuovi terminali. A oggi, gli impianti con l’iter più avanzato risultano quelli di Porto Empedocle, Gioia Tauro, Priolo Gargallo, Zaule e Capobianco.

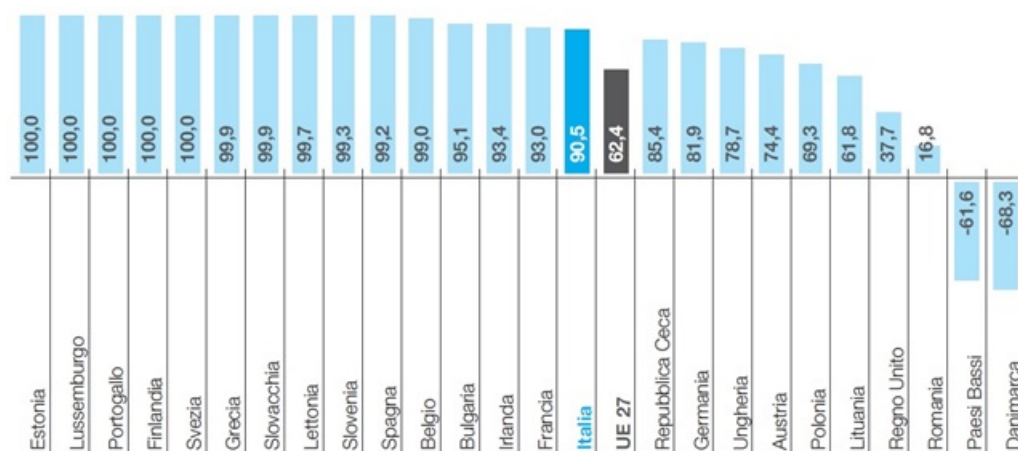


Figura 1.23: Dipendenza dall’estero per il fabbisogno di gas dei Paesi UE27, 2010 (%) Fonte: Cassa depositi e prestiti

Analizzando in maggior dettaglio le condizioni di fornitura, si rileva come la dipendenza dall’estero presenti un quadro estremamente articolato. In particolare, alcuni Paesi dell’Europa settentrionale ed orientale (Svezia, Finlandia, Danimarca, Estonia, Lettonia, Lituania, Slovacchia, Bulgaria e Romania) possono fare affidamento su una singola fonte d’approvvigionamento. Se per alcuni Stati membri questa circostanza è mitigata dal ruolo residuale dei flussi di gas dall’estero per la copertura del proprio fabbisogno (Danimarca e Romania), o dal contenuto livello di consumi interni (Svezia), per altri segnala un preoccupante grado di fragilità del sistema, esposto a rischi d’interruzione di fornitura. Un ulteriore elemento da tener in considerazione è la dotazione infrastrutturale, la cui inadeguatezza rende alcuni paesi (gli Stati Baltici, la Finlandia, la Penisola Iberica) vere e proprie “isole del gas”. In linea generale l’eccessiva dipendenza



dall'estero per la copertura del fabbisogno di gas e la scarsa pluralità di fonti di fornitura alternative penalizzano la competitività di un sistema Paese e tendono a ridurre l'attrattività per i nuovi investimenti. Accanto a ciò, è necessario sottolineare come l'esperienza degli ultimi decenni abbia dimostrato che le relazioni bilaterali in ambito dei singoli Stati membri o Paesi terzi fornitori o di transito risultino spesso inadeguate a perseguire gli obiettivi di creazione di un mercato unico.

La strategia europea 2020 della Commissione Europea ha individuato nel rafforzamento della dimensione esterna della politica energetica della UE una delle priorità essenziali dei prossimi anni, che si può concretizzare nel rafforzamento dei poteri esterni dell'Unione, oggi limitati al caso in cui sorgano gravi difficoltà nell'approvvigionamento nel settore energia. In tale ambito occorre garantire un maggior coordinamento tra i Paesi membri per dialogare ad una sola voce con i fornitori e gli Stati esteri. Una politica energetica comune è infatti fondamentale per consolidare la posizione dell'Europa nel più ampio contesto energetico internazionale. Un'azione efficace, coerente e dinamica nei confronti dei Paesi terzi, in particolare i fornitori ed i Paesi di transito, è essenziale anche per completare il mercato interno e realizzare gli obiettivi strategici fondamentali, compresi quelli nell'ambito della collaborazione internazionale. L'Unione Europea deve quindi agevolare i progetti infrastrutturali che collegano le reti energetiche dell'Unione con le reti dei Paesi terzi, in particolare nei Paesi vicini ed in quelli con cui l'Unione ha istituito una cooperazione energetica specifica.

In questo contesto, la Commissione Europea ha delineato alcune linee di policy che vanno nella direzione sia di un miglioramento della sicurezza dell'approvvigionamento energetico dai Paesi terzi, sia da un rafforzamento della dimensione esterna della politica energetica europea:

- Assicurare maggiore trasparenza, coordinamento e coerenza nelle relazioni esterne in materia di energia dell'Europa e dei suoi Stati membri nei rapporti con i Paesi di produzione, di transito e di consumo per aumentare il peso dell'Unione nelle relazioni commerciali;
- Diversificare le fonti e le rotte d'approvvigionamento di gas e petrolio, ivi compresa l'apertura del corridoio meridionale in via prioritaria;
- Promuovere la fattibilità ed il funzionamento ininterrotto delle infrastrutture per il trasporto del gas e del petrolio a Est e sostenere il rinnovamento, entro il 2020, della rete Ucraina di trasporto del gas, attraverso la quale transita circa il 20% dell'approvvigionamento della Unione Europea;
- Progredire nei negoziati con la Turchia che sarà presto collegata alla rete elettrica dell'UE e potrebbe divenire un importante hub nonché un Paese di transito del gas per l'UE;
- Dare rilievo al significativo contributo del gas naturale liquefatto all'approvvigionamento energetico dell'UE e la sua importante incidenza sul mercato mondiale del gas. Ciò richiede una cooperazione con i principali fornitori come il Qatar, l'Australia, Trinidad & Tobago, nonché con gli attuali ed i futuri principali consumatori come il Giappone, la Cina e l'India per rendere il mercato mondiale più trasparente e flessibile;
- Includere i principi fondamentali degli scambi e degli investimenti, quali la non discriminazione e l'accesso al mercato, favorendone l'applicazione attraverso efficaci procedure

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

di risoluzione di contenziosi, sia negli accordi bilaterali, sia nei quadri giuridici multilaterali. Queste norme dovrebbero essere negoziate per adattarsi specificamente alle relazioni ed agli interessi del settore energetico di ciascun Paese o gruppo di Paesi;

- Creare un forum con i partner interessati del Mediterraneo per promuovere attivamente i più elevati standard di sicurezza per il gas ed il petrolio off-shore nella regione;
- Razionalizzare il tema “sicurezza energetica, sostenibilità e sicurezza” nei quadri finanziari pluriennali dell’UE dopo il 2013;
- Promuovere l’allineamento degli strumenti delle istituzioni finanziarie europee con le priorità della politica energetica esterna dell’UE per migliorare la visibilità e l’impatto dell’intervento UE nei Paesi terzi;
- Istituire un meccanismo per incrementare la trasparenza e lo scambio d’informazioni relative agli accordi bilaterali intergovernativi, conclusi dagli Stati membri con i Paesi terzi in ambito energetico;
- Negoziare accordi a livello di Unione con i Paesi terzi qualora sia necessario per conseguire gli obiettivi essenziali dell’UE, per esempio agevolare i progetti infrastrutturali su vasta scala.

La situazione europea fino al 2030 può essere riassunta nel grafico sottostante; la domanda europea resterà praticamente costante nei prossimi 15 anni. La produzione non vedrà enormi sbalzi ma vedrà un lieve declino compensato da ingenti importazioni favorite soprattutto dall’aumento della rete d’importazione che non si baserà più su contratti del tipo take-or-pay ma si sposterà verso contratti regolati secondo il mercato.

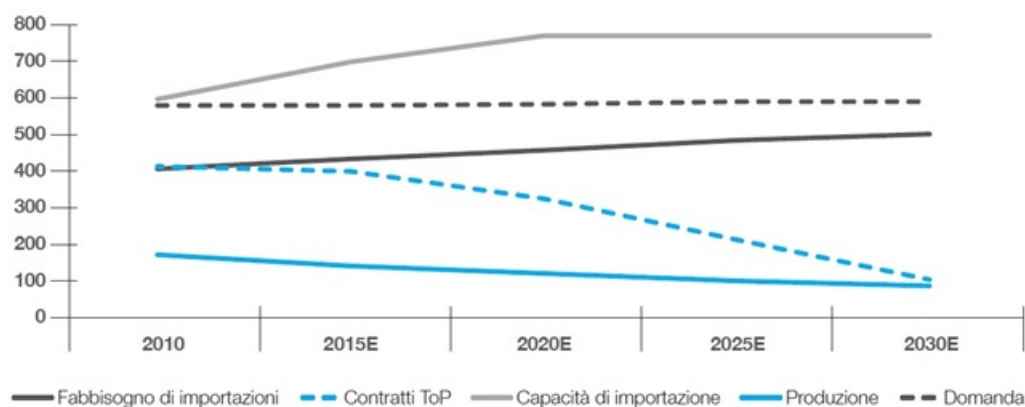


Figura 1.24: Bilancio domanda-offerta di gas naturale in Europa, 2010-2030 (mld/m<sup>3</sup>/a) Fonte: Cassa depositi e prestiti

### 1.2.3 Il mercato del gas naturale in Italia

Con un ruolo centrale nel mix energetico il gas naturale offre un’importante occasione di sviluppo al Paese che, se saprà sfruttare le opportunità offerte dal mercato, si candida a diventare uno snodo nevralgico per il flussi d’importazione diretti verso l’Europa continentale.

Come viene sottolineato nella Strategia Energetica Nazionale, lo sviluppo di un mercato competitivo ed efficiente del gas naturale e l'opportunità di diventare il principale hub europeo rappresentano elementi in grado di rilanciare la competitività del Paese e di migliorare il profilo di sicurezza del sistema energetico nazionale. A livello nazionale, il gas naturale occupa un ruolo centrale nel mix energetico: l'Italia è il Paese UE che evidenzia il maggior ricorso a questa fonte energetica, sia come input per la generazione elettrica (quasi il 50%), sia, più in generale, nel soddisfacimento dei consumi primari (circa il 35%). Con queste premesse il gas rappresenta un fattore fondamentale per la sicurezza energetica, anche per effetto di un grado di dipendenza dall'estero che ormai s'assesta al 88,4%.

Lo sviluppo del settore dipende concretamente da una serie di fattori determinanti. In particolare, oltre alla ripresa dell'economia nel suo complesso, assumeranno un ruolo centrale l'effettiva realizzazione delle politiche d'efficienza energetica e l'evoluzione del mix di generazione elettrica, in primis degli impianti da fonti rinnovabili. Con riferimento al primo tema, l'efficacia delle misure messe in atto nel corso del prossimo decennio avrà un ruolo sostanziale nella determinazione del fabbisogno energetico complessivo del Paese e, per questa via, sull'approvvigionamento delle differenti fonti primarie. In relazione al secondo, l'evoluzione della produzione d'elettricità da fonti energetiche alternative e l'effettiva integrazione del parco impianti nel sistema elettrico nazionale contribuiranno in misura rilevante alla ridefinizione del peso che la generazione termoelettrica avrà nel soddisfacimento dei consumi energetici. In questo contesto, nell'ambito della dinamica di espansione del mercato del gas naturale, il principale driver della domanda sarà proprio la generazione termoelettrica che nel periodo 2010-2020 dovrebbe registrare, nell'ambito del mix di generazione, un tasso d'incremento medio annuo pari al 1,6%. Nonostante la dinamica espansiva delle fonti rinnovabili, infatti, il gas naturale continuerà a rappresentare la componente dominante nel mix per la generazione elettrica, con una quota superiore al 50%.

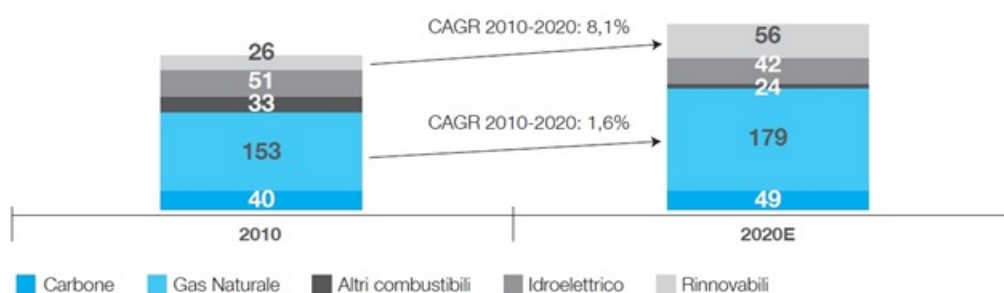


Figura 1.25: Mix di generazione elettrica in Italia, 2010-2020 (TWh) Fonte: Cassa depositi e prestiti

Il solo incremento scrivibile a questo segmento determinerebbe al 2020 un fabbisogno aggiuntivo stimato in oltre 4 miliardi di metri cubi l'anno. A questa tendenza espansiva, in assenza di misure incisive per il rilancio del segmento dell'Exploration & Production, farà riscontro un progressivo declino della produzione nazionale, per la quale si stima, nel periodo 2010-2030, un tasso di decentramento medio annuo pari al 5%. La somma di questi due fattori è destinata a determinare il progressivo inasprimento della dipendenza dall'estero per la copertura del fabbisogno di gas naturale che dovrebbe raggiungere oltre il 95% nel 2030.

Con questo scenario, la necessità di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, la diversificazione delle fonti e l'economicità delle forniture continuerà a rappresentare un obiettivo

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

---

prioritario per lo sviluppo del sistema. In tale ambito, se i volumi forniti da contratti take-or-pay rimarranno stabili fino al 2015, nei quindici anni successivi una quota significativa degli accordi in essere andrà a scadenza, lasciando nel 2030 ancora contrattualizzato il 40% circa dei volumi di gas necessari a soddisfare la domanda attesa. In prospettiva, pertanto, è necessario riuscire ad avere la dotazione infrastrutturale, in termini di rigassificatori, siti di stoccaggio e gasdotti, per supportare lo sviluppo del mercato ed il posizionamento competitivo del Paese.

Analizzando in dettaglio i piani di sviluppo di nuove infrastrutture d'approvvigionamento è possibile osservare come esistano numerosi progetti in essere che, se integralmente realizzati, porterebbero la capacità di ricezione del nostro Paese quasi a raddoppiare.

Con riferimento ai gasdotti s'evidenziano quattro progetti principali:

- Due, TAP e IGI, che dovrebbero consentire all'Italia d'intercettare i flussi di gas naturale dal corridoio sud che a sua volta dovrebbe convogliare risorse provenienti dall'Azerbaijan, dall'Iraq e dal Turkmenistan;
- Uno, GALSI, che prevede la realizzazione di un'interconnessione tra l'Algeria e la Toscana, attraverso la Sardegna, consentendone finalmente la metanizzazione;
- Uno, TGL, come comporta la realizzazione di un flusso bidirezionale tra Italia, Austria e Germania, coinvolgendo i mercati della Repubblica Ceca e della Slovacchia.

Lo stato d'avanzamento di queste infrastrutture registra luci ed ombre. Se l'iter dei gasdotti di connessione con il corridoio sud procede con la sottoscrizione degli accordi tra le parti e le richieste d'autorizzazione per l'esonero del TAP ed il progetto TGL avanza con le richieste di Valutazione d'Impatto Ambientale, il progetto GALSI si trova in una fase interlocutoria; la fase finale d'investimento è prevista per il 2014.

Progetto	Punto di ingresso	Capacità	Inizio esercizio
TAP	Brindisi	10-20	2017
IGI	Otranto (LE)	8,8	2017
GALSI	Porto Botte (CI)	8-10	2014
TGL	Malborghetto (UD)	11,4	2015

Tabella 1.30: Progetti per nuovi gasdotti Fonte: Cassa depositi e prestiti

Ancor più complesso è il quadro relativo ai terminali di rigassificazione, per i quali si rileva una moltitudine di progetti, con diverso stadio d'avanzamento e differenti probabilità di realizzazione. La necessità di acquisire numerose autorizzazioni da un lato e la presenza di un elevato grado d'opposizione da parte di Enti e Comunità locali dall'altro, rende particolarmente incerte le previsioni di sviluppo di questo segmento di business. Le elaborazioni fatte da Nomisma Energia evidenziano come i progetti in fase più avanzata risultino quelli di Falconara Marittima, Gioia Tauro e Porto Empedocle.

Progetto	Società	Capacità (mld/m <sup>3</sup> /a)
Falconara Marittima (AN)	Api Nòva Energia	4
Gioia Tauro (RC)	Fingas-Sorgenia-Iren-Medgas	12
Porto Empedocle (AG)	Enel	8
Brindisi	British Gas	8
Zaule (TS)	Gas Natural	8
Monfalcone (TS)	E.ON	8
Rosignano (LI)	Edison-BP-Solvay	8
Porto Recanati (AN)	Gas de France-Suez	5

Tabella 1.31: Progetti per nuovi terminali di rigassificazione Fonte: Cassa depositi e prestiti

Nell’ottica di creazione di una piattaforma di gas naturale, il potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio riveste un ruolo particolarmente rilevante. Un sistema potente e flessibile, infatti, non solo può garantire in modo più efficace la sicurezza e la continuità delle forniture a livello nazionale, ma è in grado di agevolare il funzionamento delle infrastrutture di trasporto come hub di scambio. In questo contesto, l’area della Pianura Padana, su cui già oggi insiste la più significativa capacità di stoccaggio a livello europeo, potrebbe rappresentare un punto di snodo fondamentale per il gas proveniente dall’estero attraverso le nuove infrastrutture d’approvvigionamento. Ad oggi sono presenti sul territorio nazionale dieci progetti per la realizzazione di nuovi impianti di stoccaggio: sei localizzate nella Pianura Padana, due nelle Marche, uno in Abruzzo, uno in Molise ed uno in Basilicata. Di questi: tre (San Potito e Cotignolo, Cornigliano e Brodolano) sono in corso di realizzazione per una capacità complessiva di oltre 3 miliardi di metri cubi annuo, uno (Cugno) con la capacità complessiva di 700 milioni di metri cubi all’anno è in fase di rilascio, sei (Romanengo, Bagnolo Mella, San Benedetto, Dinarca, Palazzo Moroni e Poggiofiorito) hanno intrapreso l’iter autorizzativo.

Per quanto riguarda l’assetto del mercato italiano del gas naturale s’evidenzia come il settore debba affrontare numerose sfide, da cui dipendono la sostenibilità di medio-lungo periodo non solo del comparto energetico ma del sistema Paese nel suo complesso.

La recente crisi economica e lo sviluppo delle tecnologie rinnovabili ha fatto registrare sostanziali cali nei consumi di gas, che sono passati dagli 85 miliardi di metri cubi del 2008, ai circa 75 miliardi di metri cubi nel 2012. Per il 2020 gli scenari di evoluzione sono assai incerti, in base principalmente all’andamento della ripresa economica, all’efficacia del programma d’efficienza energetica ed allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Anche in caso di un eventuale aumento dei volumi fino a 90 miliardi di metri cubi o più, il Paese offre una ben elevata capacità d’importazione, attualmente superiore ai 110 miliardi di metri cubi all’anno. Considerando anche la produzione nazionale (7,7 miliardi di metri cubi), oggi l’Italia rispetta la c.d. “Regola N-1 per la sicurezza delle forniture ai clienti tutelati” introdotta in ambito comunitario nel 2010, che stabilisce che ogni Stato membro debba essere in grado di garantire le forniture a tali clienti nelle peggiori condizioni di domanda invernale anche in assenza della maggiore delle fonti di approvvigionamento, per un periodo di tempo determinato. Esiste pertanto, in condizioni normali di esercizio, una situazione di overcapacity strutturale rispetto alla domanda, non solo prendendo in considerazione le capacità tecniche delle infrastrutture d’import ma anche il loro

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

---

utilizzo effettivo. In questo contesto è necessario prendere in esame due elementi che spingono a considerare l'opportunità d'accrescere ulteriormente la capacità d'importazione:

- La necessità di diversificazione delle forniture: una quota significativa della capacità d'importazione del Paese è vincolata a fonti d'approvvigionamento monofornitore: Algeria, Libia, Qatar. Lo sviluppo di un mercato competitivo e di un hub, al contrario, richiedono una pluralità di forniture alternative ed in competizione, che consentano lo sviluppo di un mercato liquido;
- La potenziale riduzione dell'approvvigionamento da Nord. La creazione di un hub per il mercato del gas presuppone la realizzazione dei reverse flow sulle linee d'importazione di Passo di Greis, Tarvisio e Gorizia, per consentire ai volumi approvvigionati attraverso il corridoio sud di trovare un mercato di sbocco nell'Europa continentale. In questo scenario, cui è sottesa l'ipotesi che nei prossimi 15-20 anni i consumi di gas evidenziano un incremento di 150 miliardi di metri cubi l'attuale capacità di importazione da Sud potrebbe risultare insufficiente.

L'Italia mostra prezzi del gas elevati. Questa circostanza è dovuta principalmente alle modalità contrattuali d'importazione. La maggior parte dei contratti, infatti, è di tipo take-or-pay con clausole d'aggiornamento dei prezzi di fornitura stabilite in funzione dell'andamento dei prezzi internazionali di un paniere di greggi. Questo meccanismo sta oggi originando un alto livello dei prezzi del gas in Italia che è scollegato dall'andamento dei prezzi del gas spot in Europa, in calo per la riduzione della domanda interna e per la maggiore presenza del GNL. Peraltro, anche rispetto ai contratti take-or-pay europei, l'Italia evidenzia un significativo gap di prezzo, riconducibile almeno in parte alle condizioni di fornitura negoziate prima dell'avvio del processo di liberalizzazione. L'incompleta integrazione con i mercati europei, dovuta ad interconnessioni con l'Europa solo scarsamente disponibili per utilizzo di operatori terzi e la mancanza di volumi significativi di capacità di rigassificazione disponibile in regime regolato per operazioni spot, contribuiscono a far sì che, nonostante l'Italia abbia una sovraccapacità d'importazione dai Paesi produttori, il mercato spot, seppure in crescita, sia ancora poco liquido ed i prezzi rimangono più alti rispetto ai concorrenti europei.

Nonostante la capacità d'importazione dell'Italia sia superiore al fabbisogno medio annuo, il margine di sicurezza giornaliero che dovrebbe essere garantito dal sistema per evitare interventi sulla domanda in caso di picco eccezionale ed in presenza di una situazione di riduzione di approvvigionamenti dall'estero, risulta insufficiente. A fronte di una domanda di picco pari a 481 milioni di metri cubi al giorno, infatti, la produzione nazionale ed i flussi d'importazione sono in grado d'offrire 384 milioni di metri cubi il giorno. In questo contesto, il sistema stoccaggi può offrire una capacità aggiuntiva compresa tra i 239 milioni di metri cubi al giorno all'inizio della stagione fredda ed i 150 milioni di metri cubi al giorno alla fine di marzo. Con tali premesse il margine di sicurezza del sistema può essere valutato in circa 50 miliardi di metri cubi al giorno per una durata di alcuni giorni, valore che in particolari condizioni può risultare insufficiente.

Il superamento delle fragilità che ostacolano il pieno dispiegamento del potenziale del settore, passa attraverso una chiara definizione degli obiettivi e delle strategie di sviluppo e l'adeguamento dei profili regolamentari allo scopo d'assicurare una progressiva diversificazione delle fonti d'approvvigionamento ed un aumento dei volumi scambiati alla borsa del gas. Questi due fattori renderebbero infatti il mercato più liquido, contribuendo a far emergere un segnale di

prezzo legato agli equilibri tra domanda ed offerta. A tale scopo, un ruolo di particolare rilievo sarà giocato dalla componente spot delle forniture, in grado d'incrementare ulteriormente la flessibilità del settore, sfruttando eventuali condizioni favorevoli sui mercati internazionali ed utilizzando gli impianti d'approvvigionamento in una logica "merchan". Tuttavia, è necessario sottolineare come i contratti di fornitura di lungo periodo continueranno a svolgere un'importante funzione nel salvaguardare la sicurezza degli approvvigionamenti e la continuità delle forniture, sebbene si possa considerarne sostanzialmente esaurita la funzione originaria di garanzia per la costruzione delle infrastrutture.

Con la Strategia Energetica Nazionale il governo ha mosso i primi importanti passi nell'individuare priorità ed interventi capaci di restituire all'Italia una programmazione di ampio respiro ed un ruolo di rilievo nel contesto europeo. In tale ambito vi sono indicazioni che prevedono la promozione del pieno utilizzo della capacità di trasporto esistente attraverso l'applicazione rapida e rigorosa delle regole definite a livello europeo che sono entrate in vigore nell'Ottobre 2013, l'Italia mira a massimizzare l'offerta di capacità in ingresso sulla rete nazionale grazie ad una più efficiente gestione delle congestioni ed ai meccanismi trasparenti per l'allocazione della capacità transfrontaliera. L'implementazione delle nuove regole comunitarie dovrebbe peraltro rendere più semplici i transiti e gli scambi di gas anche mediante l'introduzione di meccanismi di cessione della capacità prenotata, ma non utilizzata, anche su base continua. Altre indicazioni si basano sulla realizzazione delle infrastrutture strategiche per il mercato, che rappresentano il nodo centrale per lo sviluppo del settore e richiede di determinare la capacità aggiuntiva necessaria a rendere il mercato liquido e competitivo, salvaguardandone al tempo stesso la sostenibilità finanziaria senza gravare in modo eccessivo sui consumatori finali. Per le opere strategiche il governo prevede un meccanismo di recupero garantito dei costi totali d'investimento a carico del sistema, anche in un contesto di riduzione dei consumi che quindi ne rallenterebbe la costruzione in base a meccanismi puramente di mercato. Tali infrastrutture verrebbero destinate ad accesso regolato prevalentemente per operazioni di breve periodo e beneficerebbero di una regolazione incentivante e d'iter autorizzativi accelerati. In particolare:

- La realizzazione dei progetti di stoccaggio già autorizzati che permetterà un incremento di 75 milioni di metri cubi al giorno della capacità d'erogazione alla punta e di circa 5 miliardi di metro cubi della capacità di stoccaggio complessiva;
- L'incremento della capacità di rigassificazione di almeno 8-16 miliardi di metri cubi all'anno attraverso la realizzazione di 1-2 terminali selezionati mediante procedure ad evidenza pubblica tra i progetti in corso di sviluppo che non abbiano già assunto una decisione d'investimento finale.

La Strategia Energetica Nazionale prevede inoltre la promozione di altre infrastrutture d'importazione non ritenute strategiche in modo da permettere una maggior diversificazione delle fonti, delle rotte d'approvvigionamento e nello sviluppo dell'Italia come paese di transito su base strutturale verso il Nord Europa e di fornitura di servizi a valore aggiunto. In questo contesto, la strategia intende promuovere a condizioni di mercato, ulteriori terminali di rigassificazione, i gasdotti TAP, GALSI e SouthStream e gli impianti di stoccaggio in corso d'autorizzazione. Risulta molto importante anche la capacità di controflusso verso il mercato del Nord e Centro Europa, il che permetterebbe di sfruttare appieno la nostra posizione geografica di collegamento dell'Europa con il Mediterraneo, e sono già presenti dei progetti che permetterebbero di sfruttare dal 2016 il reverse flow su base continua dall'Italia verso l'Europa settentrionale con una capacità di 40 milioni di metri cubi al giorno, oltre al potenziamento della capacità di trasporto dal

## 1. LO SCENARIO ATTUALE E FUTURO

---

Sud ed isole verso il Nord Italia. La ricerca, inoltre, di revisionare i meccanismi d'allocazione e d'accesso alla capacità di stoccaggio permetterebbe un accesso trasparente e non discriminato alle infrastrutture di stoccaggio per tutti gli operatori dei diversi comparti, e ciò rappresenta un fattore determinante per lo sviluppo di un mercato realmente competitivo. In questo contesto si prevede la progressiva adozione di meccanismi di mercato non discriminatori in grado di far emergere il valore reale delle capacità di stoccaggio, anche allo scopo di stimolare nuovi investimenti in capacità.

Questi obiettivi risultano particolarmente ambiziosi e richiederanno lo sforzo congiunto non solo degli attori istituzionali coinvolti, ma anche di tutti gli operatori all'interno del mercato. In questo scenario, giova sottolineare l'importanza del fatto che il settore delle infrastrutture sia presidiato dal Gruppo Snam, che dopo il processo di separazione proprietaria, si presenta come un soggetto forte, indipendente e stabile in grado di sviluppare nuovi investimenti nei segmenti di trasporto, stoccaggio e rigassificazione sia in Italia che all'estero, di garantire la piena terziarietà d'accesso alla rete e focalizzare lo sviluppo delle infrastrutture necessarie ad un mercato concorrenziale e diversificato ed assicurare la continuità della strategia di lungo periodo del Paese.



---

# Capitolo 2

## La filiera del gas naturale

### 2.1 Introduzione

Con il termine filiera s'intende, in senso lato, l'insieme articolato che comprende le principali attività (ed i relativi flussi materiali ed informativi), le tecnologie, le risorse e le organizzazioni che concorrono alla creazione, trasformazione, commercializzazione, distribuzione e fornitura di un prodotto finito; in senso stretto s'intende più semplicemente l'insieme delle imprese che concorrono alla catena di fornitura di un dato prodotto.

Una filiera produttiva, in ambito economico-industriale, può definirsi complessa oppure semplice in funzione del numero di passaggi che il prodotto, che deve essere fornito al mercato finale, subisce dalla fase d'estrazione delle materie prime fino alla consegna del prodotto finito.

La filiera italiana del gas naturale a seguito delle attività di liberalizzazione è complessa e contraddistinta da una serie di fasi fondamentali per poter fornire il prodotto ai clienti finali, come si può vedere dalla figura 2.1.

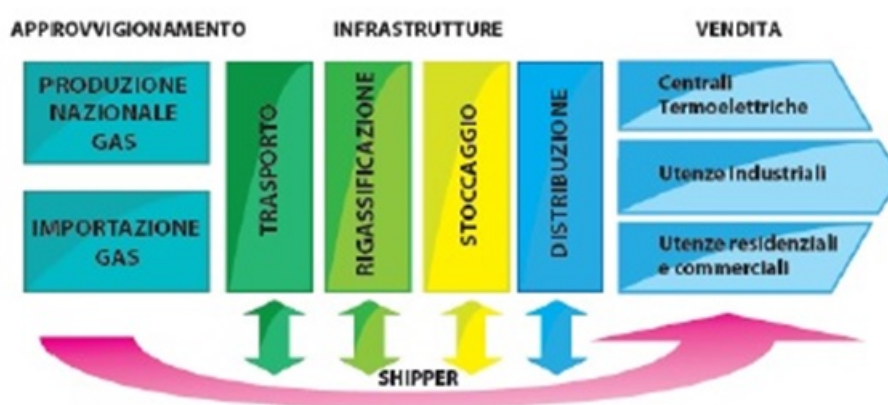


Figura 2.1: Rappresentazione della filiera del gas naturale Fonte: Assolombardia

La filiera italiana del gas naturale è contraddistinta da tre macro fasi:

- *Upstream*: comprende le attività di esplorazione ed estrazione del gas per approvvigionare il sistema energetico nazionale;
- *Midstream*: comprende le attività infrastrutturali della filiera, quindi tutti i sistemi per trasportare il gas estratto ed i sistemi di stoccaggio;

- *Downstream*: comprende le attività di vendita del gas naturale ai clienti finali.

## 2.2 Upstream

### 2.2.1 Attività esplorativa

L'esplorazione è la prima fase del ciclo nella messa in produzione di un pozzo di gas ed è la fase finalizzata al rinvenimenti di accumuli di idrocarburi ed a tale scopo si fa ricorso a diverse discipline scientifiche. L'esploratore è un geologo che, avvalendosi dei dati ottenuti impiegando varie metodologie, elaborando un modello geologico dell'area, formula le sue ipotesi di lavoro. L'esplorazione ha il compito di fornire le informazioni necessarie per individuare le opportunità migliori nella scelta delle aree e nella gestione delle operazioni di ricerca sui blocchi acquisiti. Responsabilità inerente all'esplorazione è, inoltre, gestire il rischio insito nell'attività, selezionando fra una serie di opzioni quella migliore in termini probabilistici ed economici. L'esplorazione incide per circa il 14% in termini di tempo e per il 7% in termini d'investimento e quindi è chiaro che pesa in modo rilevante sulla redditività di un progetto petrolifero rispetto alle altre fasi del ciclo. A modesti capitali investiti possono corrispondere risultati economicamente apprezzabili.

Quando s'affronta la ricerca in un bacino o in un'area si deve innanzitutto verificare la quantità e la qualità dei dati disponibili. In aree poco conosciute i dati sulla geologia, stratigrafia, tettonica, tipo di riserve e produzione dei campi sono informazioni indispensabili. Sia che si tratti di studi preliminari su bacini vergini, di esplorazione regionale o di esplorazione di dettaglio in bacini conosciuti, il problema dei dati è essenziale. Si noti che l'attività petrolifera si colloca nell'ambito di un sistema molto competitivo. Compagnie diverse sfruttano le stesse informazioni di base sulle potenzialità di un bacino, sui "temi di ricerca", sulle caratteristiche delle formazioni geologiche; infatti il sistema di acquisizione dei permessi di ricerca è talmente elaborato, le metodologie costose, i bonus d'ingresso in nuove aree elevati che non si può correre il rischio di avere un quadro incompleto delle informazioni. Esistono diversi tipi di dati in fase preliminare:

- *Dati preliminari (scouting)*: sono dati messi sul mercato da ditte specializzate, sui campi in esercizio e sulle attività operative in una determinata area, sui pozzi in perforazione, sui risultati minerari, ecc. Questi dati possono essere acquisiti sul mercato, ma, dato il loro costo generalmente elevato, solo compagnie di un certo livello e con un certo fatturato possono permettersi di accedervi in modo sistematico. I rapporti forniscono generalità del bacino e permettono di delineare un modello geologico dell'area;
- *Prospezioni geofisiche non esclusive*: commissionati da società di servizio che programmano i rilievi da effettuare sulla base di parametri adatti al tipo di bacino e di obiettivo minerario da perseguire: vengono successivamente messe a disposizione delle compagnie interessate. Il costo è assai più elevato della precedente fase ma l'informazione è più completa in quanto comprende dati sismici originali. Spesso in queste analisi sono inclusi dati relativi a pozzi, comprensivi delle registrazioni elettriche, che permettono di assegnare agli orizzonti sismici un preciso significato geologico e rendono possibile una prima valutazione dell'area;

- *Rilievi foto-geologici e geologici*: sono rilievi che possono essere eseguiti direttamente a costi non troppo elevati e pertanto possono essere realizzati anche in una fase preliminare della ricerca. Altri tipi di rilievi molto costosi e non possono essere effettuati in assenza di un diritto minerario che ne tuteli il detentore.

L'analisi preliminare può confermare l'esistenza di parametri necessari per ipotizzare la presenza di idrocarburi. A questo punto sorge la necessità di consolidare le conoscenze con l'elaborazione di un modello geologico-geofisico più articolato. Esistono le seguenti possibilità:

- *Lo stato non ha ancora deciso nulla riguardo all'assegnazione di licenze esplorative*. Le compagnie petrolifere possono decidere di eseguire a proprio rischio rilievi sismici nell'area senza essere tutelate da un titolo minerario;
- *Lo stato ha emesso un bando di gara tramite l'autorità competente*. In questo caso vengono forniti alle aziende un package di dati sismici, geologici e di pozzo che consentono di studiare le potenzialità dell'area e preparare i termini di offerta.

Una volta esaminate le aree messe a gara e verificata la possibilità di fare scoperte di una certa importanza commerciale, la compagnia petrolifera vincitrice può effettuare investimenti, essendo formalmente garantita da un accordo firmato con l'autorità competente. A questo punto ha il diritto di ottenere tutti i dati disponibili sull'area ed elaborarli nel modo più opportuno. I dati di pozzo devono essere verificati in particolar modo relativamente all'ubicazione, alla profondità effettiva ed alle coordinate del "punto d'arrivo" del pozzo. È necessario inoltre conoscere la classificazione del pozzo prima e dopo la perforazione, le profondità dei singoli livelli stratigrafici e dei livelli produttivi, il tipo delle formazioni geologiche attraversate. La sequenza stratigrafica deve anche contenere informazioni sui campionamenti di roccia (carotaggi) e di fluido eventualmente eseguiti e le informazioni necessarie al reperimento degli stessi o delle analisi su di essi realizzate. Un secondo insieme di dati relativi al pozzo è rappresentato dalle registrazioni in pozzo. Quando esistono i dati delle registrazioni originali è possibile eseguire tutte le rielaborazioni finalizzate al tipo di obiettivo che si persegue. Un'altra serie di dati è rappresentata dai dati sismici. Spesso i documenti forniti per la gara contengono soltanto le copie cartacee delle sezioni sismiche, utili solo per una prima interpretazione molto generale. Una volta che si è divenuti titolari dell'area, con precisi impegni di lavoro da rispettare, è necessario avere a disposizione le registrazioni originali sulle quale eseguire le opportune elaborazioni. La necessità di dover disporre in tempi brevi di una serie di dati storici è spesso un aspetto critico per molte compagnie. Il volume dei dati da utilizzare per allestire un progetto può essere particolarmente corposo ed i tempi di reperimento dei dati possono essere molto lunghi. Questi ritardi spesso si riflettono in una serie d'inefficienze di processo, soprattutto nel passaggio dalla fase esplorativa a quella di sviluppo.

### 2.2.1.1 Scelta delle aree

Le società che s'occupano d'estrazione hanno come loro core business la ricerca, produzione e vendita di idrocarburi, esse devono reintegrare le loro riserve. Ciò possono farlo tramite:

- Scoperta di nuovi giacimenti o ampliamento delle scoperte già realizzate;
- Incremento del recupero di idrocarburi dai giacimenti di produzione;
- Acquisizioni di giacimenti da altre compagnie petrolifere.

## 2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE

---

L'esplorazione, provvede alla scoperta di nuove riserve e s'articola in due momenti distinti: l'esplorazione regionale e l'esplorazione definita. L'esplorazione regionale ha lo scopo d'esaminare i bacini sedimentari per evidenziare le caratteristiche favorevoli alla formazione, all'accumulo ed alla preservazione degli idrocarburi prodotti, mentre l'esplorazione di dettaglio si focalizza su aree limitate e selezionate (permessi di ricerca) sulle quali è possibile applicare i metodi classici della ricerca, finalizzati all'indagine diretta del prospect. L'investigazione di un bacino inesplorato ha la finalità di valutare la possibilità che esistano le condizioni adatte per la generazione degli idrocarburi. Nel caso in cui i dati geologici a disposizione non permettano d'ipotizzare la presenza di una roccia capace di generare idrocarburi il seguito dell'attività è compromesso. Se il risultato è positivo è opportuno tentare di valutare la dimensione degli accumuli nell'area che s'intende esplorare e quindi la possibilità di eventuali successi economici.

Le caratteristiche di un presunto giacimento in un bacino devono essere ipotizzate su basi statisticamente attendibili affinché il modello abbia un significato. Quando si hanno a disposizione dati geologici preliminari le risposte possibili hanno carattere probabilistico. Quando si deve analizzare un bacino, prima ancora d'interpretare i dati sismici reperiti se ne stimano le potenzialità globali. Queste potenzialità vengono calcolate tramite alcuni metodi:

- *Analogia geologica*: risulta il metodo più immediato e storicamente più utilizzato. Esso parte dal presupposto che bacini con caratteristiche geologiche simili abbiano lo stesso contenuto d'idrocarburi. Questo risulta un approccio conoscitivo comune a tutti i metodi di valutazione, dal momento che analizza i presupposti di formazione del bacino, la sua evoluzione e gli elementi diretti (analizzati) ed indiretti (ipotizzati). Spesso i risultati deludenti ottenuti applicando questo metodo sono dovuti al fatto che il peso dei singoli elementi non viene valutato nel loro contesto generale;
- *Metodo Delphi*: questo metodo tiene conto dell'opinione di un gruppo d'esperti che, dopo aver esaminato l'area, esprimono un parere individuale sulla probabile distribuzione del potere minerario. Le diverse valutazioni confluiscono in un risultato finale che deve tener conto dei diversi punti di vista;
- *Metodo del potenziale areale*: questo metodo consiste nel moltiplicare l'area efficace di un bacino per la produzione unitaria di un'area produttiva conosciuta. Questo metodo, tuttavia, non considera la profondità;
- *Metodo del potenziale volumetrico*: questo approccio valutativo prende in considerazione lo spessore del reservoir oltre che dell'area efficace e può essere attendibile su scala regionale nelle prime fasi dell'esplorazione, quando i dati sono scarsi. Il metodo può essere fuorviante se si parte da informazioni non consolidate, che estendono all'interno del bacino situazioni locali non verificate dalla pratica esplorativa;
- *Approccio valutativo geochimico*: è un modello volumetrico che prende in considerazione il contenuto in materia organica e la sua composizione durante i vari stadi dei meccanismi di migrazione e di preservazione, al fine di definire l'accumulo presente. La maggior difficoltà consiste nell'ipotizzare un modello senza avere un'adeguata conoscenza delle vie di drenaggio e delle quantità di idrocarburi effettivamente migrati ed intrappolati;
- *Metodo della distribuzione della dimensione dei campi*: si analizza la distribuzione dei giacimenti scoperti in base alla loro dimensione. La distribuzione del prospect deve se-

guire lo stesso andamento riscontrato nei giacimenti in modo da applicare ad essi il medesimo approccio probabilistico di stima. Per usare questo metodo in modo soddisfacente è necessario avere un gran numero di dati;

- *Metodo dell'estrapolazione dei tassi di scoperta*: si usa a fini predittivi con limitazioni dovute al fatto che le aree inesplorate, difficilmente possono essere inserite in una previsione probabilistica.

Ogni metodo presenta vantaggi e svantaggi soprattutto nella fase di comparazione tra diversi bacini, dove le analogie sono spesso evidenti, ma i punti di divergenza, assai più importanti, sono poco appariscenti.

Da un punto di vista esplorativo, ogni bacino sedimentario si può trovare in un diverso stadio di maturità operativa. Conseguentemente la conoscenza del bacino e dei suoi temi di ricerca può essere più o meno esauriente.

- *Stadio preliminare*: i dati sono scarsi o quasi assenti, le aree limitrofe poco utili, le profondità d'acqua talora proibitive, la conoscenza geologica diretta quasi inesistente, il sistema d'estrazione solo ipotizzato su basi di analogia;
- *Stadio iniziale*: un approfondimento delle conoscenze si ha quando chi opera nel bacino tenta di formulare ipotesi sulle caratteristiche petrolifere, sul tipo di trappola, sulle tecniche più consone agli obiettivi perseguibili. In questa fase è importante trovare delle chiavi interpretative. Per questo motivo vengono realizzati i primi pozzi di controllo che permettono di verificare i modelli elaborati;
- *Stadio maturo*: il modello è stato messo a punto. I tassi di scoperta e le quantità di idrocarburi rilevati per ogni pozzo perforato si mantengono costanti per un certo numero di anni. Le tecniche di estrapolazione si consolidano;
- *Stadio finale*: con l'intensificarsi dell'attività esplorativa le scoperte divengono progressivamente più difficili e sono rappresentate da campi sempre più piccoli e marginali.

Se il bacino è già stato esplorato è necessario conoscerne le potenzialità residue anche mediante la valutazione del livello d'attività che vi è stata condotta. Se l'area risulta inesplorata ed i dati a disposizione sono pochi e sporadici si ricorre all'analogia geologica prendendo come modello bacini equivalenti con alcune correzioni, se, invece, l'area risulta esplorata possono essere elaborate curve cumulative contenenti la distribuzione delle scoperte effettuate. Tali curve consentono di verificare la potenzialità residua del bacino, la percentuale di successo e le eventuali dimensioni dei campi da scoprire. Le mappe derivanti da questo processo indicheranno le aree d'interesse nella mappa (prospect).

### 2.2.1.2 Acquisizione del titolo minerario

Eseguito lo studio regionale sulla base dei dati geologici e sismici a disposizione, viene delineato, nell'ambito di ogni area studiata, un certo numero di prospect che rappresenta il potenziale esplorativo dell'area. I prospect devono essere validi sul piano tecnico, ed inoltre devono essere rispettati i presupposti di tipo commerciale che garantiscano, in caso di scoperta, un ritorno economico sugli investimenti effettuati. L'acquisizione sul piano internazionale di blocchi per la ricerca può avvenire:

## 2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE

---

- Tramite la partecipazione ad una gara indetta direttamente dallo Stato in quanto soggetto titolare delle aree o dalla compagnia di stato competente;
- Per acquisizione di una partecipazione a seguito di un accordo con la compagnia che già detiene un titolo minerario;
- Per trattativa diretta con lo Stato.

Nel caso di blocchi messi a gara è necessario definire i parametri tecnici ed economici di ogni singolo blocco. La valutazione dei blocchi basata sul potenziale minerario e sugli aspetti operativi indica quali blocchi devono essere selezionati per condurre un'attività di ricerca industriale. In molte gare internazionali alcuni parametri contrattuali sono definiti, mentre altri sono del tutto negoziabili.

Il secondo caso è quello in cui si ottiene una partecipazione in un permesso di ricerca già assegnato ad un'altra compagnia. Questo tipo d'acquisizione è molto comune nel mondo petrolifero ed ha luogo, solitamente, quando una compagnia petrolifera che già detiene il titolo minerario vuole alleggerire i propri impegni finanziari ed offre ad altri parte della propria quota. In questo caso i parametri contrattuali sono già fissati ed è negoziabile soltanto il prezzo d'entrata che corrisponde al costo delle operazioni in programma con una maggiorazione.

Un terzo modo d'acquisire un blocco è mediante una trattativa privata con i competenti organi statali. In alcuni casi questa modalità si esplica attraverso una "convenzione di studio" che presuppone un accordo preliminare con lo Stato. Generalmente si esegue sull'area uno studio non esclusivo basato sui dati forniti dallo stato; spesso tali dati sono resi accessibili a più compagnie. I risultati vengono pubblicati ed il rapporto diventa proprietà dello Stato. Vi sono diversi motivi che esulano dal contesto economico per cui una compagnia può acquisire un permesso di ricerca. Nella decisione possono intervenire fattori come la volontà di aumentare l'influenza in un'area in cui si è già presenti o la possibilità di realizzare attività differenti in futuro.

La richiesta di un permesso di ricerca comporta l'attenta valutazione degli obblighi finanziari ed operativi e delle scadenze. Quando si partecipa ad una gara occorre definire attentamente:

- I lavori assolutamente necessari per valutare l'area;
- Il costo dei lavori che si devono eseguire;
- Le condizioni contrattuali che permettono un recupero degli investimenti a tassi di sconto previsti dalla compagnia petrolifera;
- La possibilità d'usufruire del prodotto e cioè di poter vendere la propria quota di olio o gas rinvenuta nel corso dell'attività.

Assegnato un valore tecnico-economico ad ogni blocco analizzato, per ognuno dei blocchi occorre presentare una proposta relativa ai lavori da realizzare. Da parte sua il soggetto titolare delle aree ha tutto l'interesse ad assegnare le aree di ricerca a compagnie che abbiano la solidità e la strategia necessarie per condurre un programma esplorativo tecnicamente valido. La selezione e l'acquisizione di blocchi rappresentano un processo complesso che coinvolge buona parte delle funzioni di una compagnia petrolifera, dall'esplorazione, ai servizi tecnici alle valutazioni economiche. Acquisire una nuova area significa infatti acquisire obblighi, rischi, potenziali

risultati e successivi impegni. Da un'esplorazione positiva con individuazione di nuovi giacimenti lo stato ottiene non solo le rendite provenienti dalla produzione petrolifera, ma anche uno sviluppo di relazioni con un numero elevato di compagnie, a l'aumento dei bonus d'entrata e di tutto l'indotto.

### 2.2.1.3 Rilievi diretti ed indiretti

Acquisito il blocco, l'operatore deve affrontare una serie di impegni previsti dal contratto firmato, nell'ambito di un periodo di vigilanza e secondo regole ben precise.

La vigenza è generalmente articolata in tre periodi. Nel primo periodo, della durata di tre o quattro anni, il secondo ed il terzo periodo della durata di uno o due anni ciascuno. Le differenze nella durata dipendono dalla localizzazione e dalle condizioni logistiche del blocco assegnato, che può essere in zone impervie o in acque profonde.

Il primo periodo di vigilanza è obbligatorio e per la sua durata la compagnia che ha ottenuto il titolo minerario si assume gli obblighi dei lavori da eseguire (un certo numero di chilometri di sismica da rilevare ed un dato numero di pozzi da perforare). In caso di relativa inadempienza scattano le relative sanzioni. Alla fine di ogni periodo esplorativo il titolare deve lasciare parte dell'area in modo da non penalizzare l'eventuale ricerca nella zona da parte di altri soggetti. Il secondo ed il terzo periodo sono facoltativi. Il titolare dopo aver analizzato i risultati delle perforazioni eseguite nel primo periodo decide se "entrare" o meno nei periodi successivi per effettuare ulteriori esplorazioni. Un altro aspetto che viene definito nel permesso d'esplorazione riguarda le conseguenze di una eventuale scoperta, che porta alla trasformazione dell'area in concessioni di coltivazione. Durante il periodo esplorativo i costi sono sostenuti completamente dall'operatore e, nel caso in cui la ricerca sia sterile, restano a suo carico. Nel caso di successo minerario verrà costituita una società mista tra operatore e Stato (o compagnia di Stato) al fine di mettere in produzione il campo. Questa compagnia in genere ha lo scopo di gestire il giacimento scoperto, di metterlo in produzione e di vendere il prodotto per il conto dei due azionisti. L'operatore in tal caso può ottenere un rimborso dei costi sostenuti e partecipare agli utili delle operazioni. La sequenza delle attività previste da un permesso di ricerca è abbastanza uniforme e prevede la creazione di un database, l'analisi dei dati disponibili, la programmazione dei rilievi cartografici, geologici e foto-geologici, dei rilievi sismici, l'interpretazione dei dati sismici, la scelta dell'ubicazione dei pozzi e la perforazione, l'analisi dei risultati e la decisione se provvedere ad una richiesta di concessione o rilasciare l'area dopo una completa esplorazione. Ogni assegnazione di lavori di topografia, geofisica, perforazione ad una compagnia di servizio viene preceduta da una valutazione dei prezzi e dalla possibile qualità del servizio. Spesso, soprattutto in offshore, è necessario verificare che vi siano squadre in prossimità dell'area di rilievo, in modo da non avere costi elevati di movimentazione dei battelli necessari per eseguire i rilievi sismici. L'interpretazione dei dati sismici è un momento molto delicato della fase esplorativa in quanto le linee sismiche possono fornire ulteriori informazioni non solo sotto il profilo strutturale, ma anche per quanto concerne la distribuzione finale dei fluidi. Se le situazioni strutturali evidenziate non sono supportate da sufficienti evidenze sismiche vengono chiamate lead. Per trasformare i lead in prospect è necessario completare l'informazione sismica con rilievi addizionali. I diversi prospect sono elencati in ordine d'importanza sulla base dei parametri evidenziati. Il primo periodo di esplorazione prevede obbligatoriamente la perforazione di un pozzo; si deve pertanto scegliere tra i diversi prospect evidenziati quello da perforare. Si deve

## 2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE

---

tener presente che solo il pozzo permette di verificare se il modello geologico è corretto o se siano necessarie delle modifiche di programma da fare durante il prosieguo dell'esplorazione. Individuato il prospect da perforare e le coordinate del punto dove verrà posizionato l'impianto di perforazione, devono essere effettuati alcuni lavori preliminari alla perforazione vera e propria. Nel caso di un pozzo di terraferma si iniziano i lavori di preparazione della postazione per installare l'impianto di perforazione e tutte le strutture accessorie. Se il pozzo è in mare invece è necessario eseguire il rilievo sismico del fondo marino nell'area selezionata al fine di verificare le condizioni morfologiche del luogo sul quale posizionare l'impianto ed evidenziare l'eventuale presenza di gas negli strati superficiali che possa pregiudicare la sicurezza durante la perforazione. L'esecuzione di un pozzo prevede un programma e la scelta dell'impianto con capacità idonea al programma stesso. Nel programma formulato dal gruppo esplorativo, sono riportate le previsioni di profondità delle formazioni rocciose da attraversare, la caratterizzazione geologica degli orizzonti sismici, gli obiettivi minerari, le sovrappressioni. Il documento fornisce inoltre gli elementi in base ai quali dovrà essere definito il programma di perforazione. È compito dell'esplorazione stabilire le sequenze sedimentarie in cui eseguire i carotaggi, la frequenza di analisi dei detriti litologici, il tipo di log e le eventuali misurazioni delle velocità sismiche del pozzo. Sulla base delle registrazioni effettuate in pozzo e degli eventuali rilevamenti di idrocarburi registrati durante la perforazione, si deve decidere quali livelli sono da "saggiare" tramite prove di produzione basate sul recupero diretti dei fluidi dallo strato mineralizzato e misure di pressione. Il processo di valutazione che segue la perforazione è una fase molto importante in un progetto esplorativo in quanto permette di utilizzare a scopo industriale i risultati dell'esplorazione. Il primo aspetto da affrontare è l'analisi dei pozzi perforati che consente una verifica sperimentale del modello geologico. I risultati ottenuti con la perforazione indicano se le ipotesi di partenza sulle profondità degli orizzonti geologici, la loro consistenza, la porosità, il tipo di litologia, la presenza di idrocarburi in certi livelli si sono rivelate corrette o se sono intervenute variazioni. I dati che emergono dall'analisi del pozzo sono valutati attentamente e comparati con i parametri utilizzati nella generazione del prospect. Questo tipo di valutazione dovrebbe essere condotta in modo sistematico sia sui pozzi mineralizzati sia sui pozzi sterili. L'analisi dei pozzi perforati può fornire, inoltre, importanti informazioni sulla distribuzione delle principali cause d'insuccesso. Inoltre l'analisi statistica dei risultati può anche dire se i metodi utilizzati per la valutazione del rischio sono corretti. Infatti le analisi assumono un pieno valore solo se inserite in un contesto più generale di attività e se considerano l'insieme di pozzi esplorativi perforati in un certo periodo. Su un numero considerevole di pozzi perforati è stato verificato che: il numero di pozzo di successo relativi a prospect per i quali era stata stimata una probabilità di successo inferiore al 20% è praticamente nullo, mentre il numero di quelli relativi a prospect per i quali era stata stimata una probabilità di successo superiore al 20% è in linea con le previsioni. Se il pozzo risulta di successo deve essere attivato il processo valutativo che permette di trasformare le riserve ipotizzate in riserve certe con conseguente sviluppo del giacimento, o in caso di redditività insoddisfacente per gli standard della compagnia, di non procedere con ulteriori investimenti. In seguito si passa alla creazione delle strutture del pozzo ed alla messa in coltivazione del campo.

### 2.2.2 Coltivazione

La coltivazione consiste nell'attività di estrazione d'idrocarburi da un giacimento e può essere onshore nel caso in cui il giacimento sia sulla terraferma oppure offshore nel caso l'area d'estrazione sia in mare. Se la coltivazione è a terra, si deve perforare il suolo e installare un



sistema d'estrazione del gas. La perforazione è quindi l'insieme d'attività che hanno il compito di scavare il terreno per permettere il raggiungimento del giacimento d'idrocarburi in esame e la risalita in superficie del fluido. Per realizzare un pozzo occorre esercitare contemporaneamente le seguenti azioni:

- Vincere la resistenza delle rocce, frantumandole;
- Rimuovere i detriti rocciosi;
- Mantenere stabili le pareti del foro;
- Impedire l'ingresso di materiale nel pozzo durante la fase di scavo.

Tutte queste azioni possono essere fatte con tecniche diverse.

### 2.2.2.1 Coltivazione onshore

Esistono attualmente diverse tecnologie di scavo di un pozzo ma gli impianti più diffusi sfruttano la tecnologia di perforazione a rotazione tramite impianti detti rotary. Nella perforazione rotary il terreno è perforato mediante un utensile tagliente, detto scalpello, ruotato e contemporaneamente spinto sulla roccia del fondo pozzo da una batteria di perforazione. La batteria è composta di aste cave d'acciaio, di sezione circolare ed avvitate tra loro. I detriti di perforazione generati dallo scalpello (cutting) sono portati in superficie mediante un fluido di perforazione, solitamente un liquido (fango o acqua), oppure un gas o una schiuma, fatto circolare all'interno delle aste fino allo scalpello, e di qui in superficie. La rotazione è trasmessa allo scalpello dalla superficie mediante un dispositivo detto tavola rotary, oppure con motori di fondo posti direttamente sopra lo scalpello. Dopo aver perforato un certo tratto di foro, per garantire la stabilità occorre rivestirlo con robusti tubi, detti casing, uniti con giunti filettati. L'intercapedine tra casing e foro è in seguito riempita con malta di cemento, per assicurare la tenuta idraulica e meccanica. Il raggiungimento dell'obiettivo minerario si realizza quindi attraverso la perforazione di fori di diametro decrescente, protetti successivamente da casing anch'essi di diametro decrescente, realizzando una struttura a tubazioni concentriche. Il numero dei casing dipende dalla profondità del pozzo e dagli obiettivi minerari, oltre che dalle difficoltà di perforazione delle rocce attraversate. L'impianto di perforazione è composto da una serie d'attrezzature e macchinari collocati in un apposito piazzale, sede di perforazione. Normalmente l'impianto non è di proprietà della compagnia petrolifera, bensì di compagnie di servizio di perforazione, che noleggia l'impianto

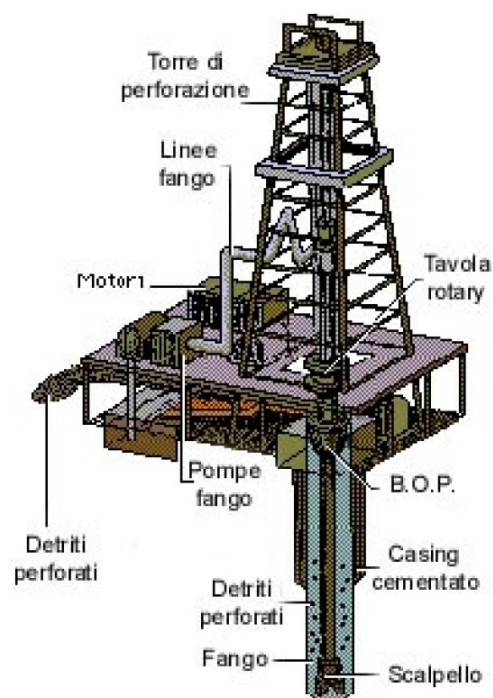


Figura 2.2: Esempio di impianto di perforazione a terra

## 2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE

---

completo del personale addetto al suo funzionamento e realizzano il pozzo secondo le specifiche del committente. Si è già ricordato che la rotazione allo scalpello è trasmessa attraverso una batteria di aste cave che terminano con un'asta di sezione quadrata o esagonale (asta motrice), che passa attraverso la tavola rotary, e che le trasmette la rotazione. L'asta motrice è avvitata alla testa d'iniezione, che a sua volta è connessa al gancio manovrato dalla torre di perforazione. La testa d'iniezione serve a far passare il fango dal circuito idraulico di superficie verso l'interno delle aste. La batteria è manovrata con un sistema di sollevamento, formato da un gancio collegato ad una serie di pulegge, movimentato da un cavo ed un argano. La taglia fissa è collocata in cima alla torre di perforazione. La torre di perforazione ha la funzione di sostenere la taglia fissa ed è caratterizzata da un'altezza tale da permettere la manovra verticale utile della taglia mobile e quindi della batteria di aste in foro. Il fluido di perforazione si muove in un circuito chiuso: esso entra dalla testa di iniezione, passa attraverso le aste e lo scalpello, pulisce il fondo foro, risale nell'intercapedine tra aste e foro, ricade nel vibrovaglio e giunge alle vasche d'accumulo. Da qui è rimandato dalle pompe fango che lo inviano nuovamente alla testa d'iniezione chiudendo il circuito. La circolazione del fluido di perforazione, comunemente detto fango, è l'elemento caratteristico della perforazione rotary, poiché permette l'asportazione continua dei cutting dal fondo foro. L'approfondimento del foro richiede l'aggiunta periodica di nuove aste di perforazione, mentre la sostituzione dello scalpello quando è usurato, impone l'estrazione di tutta la batteria di perforazione. Questa operazione, dispendiosa in termini di tempo è detta manovra. Oggigiorno la ricerca e la produzione degli idrocarburi si basa sulla perforazione di pozzi la cui profondità in qualche caso supera i 10Km. Si noti che il fattore tempo risulta molto importante visto che un impianto onshore ha un costo medio di 25.000€/giorno.

Un impianto di perforazione è costruito in tipologie, dimensioni e potenzialità dipendenti dalle finalità e dalle caratteristiche del foro da eseguire. Operativamente, la scelta del tipo d'impianto è fatta in base ai requisiti del pozzo, considerando che il costo di noleggio è proporzionale alla potenzialità ed alle caratteristiche tecnologiche dell'impianto stesso. Il criterio più semplice per la classificazione degli impianti di perforazione è basato sul loro ambito d'utilizzo, per la perforazione di pozzi a terra o a mare, e sulla loro potenzialità, ossia la profondità di perforazione raggiungibile. Secondo questa classificazione gli impianti di produzione a terra si possono classificare in quattro categorie:

- *Impianti leggeri*: arrivano a perforare fino a duemila metri;
- *Impianti medi*: arrivano a perforare fino a quattromila metri;
- *Impianti pesanti*: arrivano a perforare fino a seimila metri;
- *Impianti ultrapesanti*: si usano per profondità superiori ai seimila metri.

Un altro criterio di classificazione è la potenza installata sull'impianto, che nella perforazione petrolifera è nell'ordine di almeno 10HP ogni 100ft di profondità, ovvero 250W/m. Secondo questo criterio possiamo avere:

- *Impianti leggeri*: fino a 650HP;
- *Impianti medi*: fino a 1.300HP;
- *Impianti pesanti*: fino a 2.000HP;

- *Impianti ultrapesanti*: oltre i 2.000HP.

Risulta importante conoscere l'esatta classificazione attribuita al pozzo prima della perforazione in relazione all'obiettivo per il quale è perforato; è però anche importante conoscere la classificazione attribuita al pozzo dopo la perforazione, che tiene conto del risultato (successo o insuccesso).

OBIETTIVI DELLA PERFORAZIONE		CLASSIFICAZIONE INIZIALE (a inizio perforazione)	CLASSIFICAZIONE FINALE (dopo completamento o abbandono)	
			POZZI DI SUCCESSO ○○○	POZZI STERILI ◇
per scoprire un nuovo giacimento in una struttura o in un ambiente prima non produttivi		1 pozzo esplorativo per nuovo giacimento	pozzo esplorativo di scoperta di nuovo giacimento	pozzo esplorativo sterile
per scoprire un nuovo accumulo in una struttura o in un ambiente già produttivi	all'esterno dell'area mineralizzata	2 pozzo esplorativo per nuovo accumulo	pozzo di scoperta di nuovi accumuli	pozzo di scoperta di nuovo accumulo
		all'interno dell'area mineralizzata		3 pozzo di accertamento di accumulo più profondo
	4 pozzo di accertamento di accumulo più superficiale			pozzo di scoperta di accumulo più superficiale
per delineare l'estensione di un accumulo parzialmente sviluppato		5 pozzo di delimitazione	pozzo di delimitazione produttivo	pozzo di delimitazione sterile
per sfruttare un accumulo già scoperto		6 pozzo di sviluppo	pozzo di sviluppo mineralizzato	pozzo di sviluppo sterile

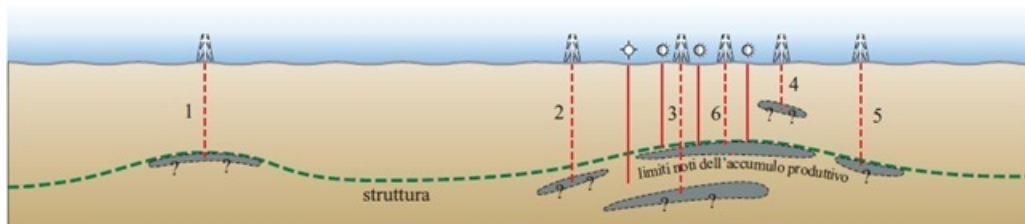


Figura 2.3: Classificazione di Lahee Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

Nella figura 2.2 è rappresentata la classificazione di Lahee utilizzata anche da AAPG (American Association of Petroleum Geologists) e da API (American Petroleum Institute). A queste categorie (pozzi di successo e pozzi sterili) va aggiunta una terza categoria di pozzi definiti "in sospeso". Rientrano in questa categoria tutti quei pozzi che alla fine di ogni anno, pur avendo raggiunto la profondità prevista dal programma, per svariati motivi non vengono classificati (per esempio in attesa di una prova di produzione).

Un impianto onshore è costituito da:

- Sistemi di sollevamento;
- Sistema di rotazione;
- Sistema di circolazione;
- Sistema di generazione e distribuzione della potenza;
- Batteria di perforazione;
- Scalpelli;
- Varie strutture di trattamento gas nell'area pozzo e di sicurezza.

### 2.2.2.2 Coltivazione offshore

Le tecniche e le attrezzature per la perforazione di pozzi a mare (perforazione offshore) sono molto simili a quelle usate nei pozzi a terra. Le principali differenze risiedono nella disposizione dell'impianto, delle apparecchiature ed in alcuni particolari metodi di conduzione delle operazioni, che devono essere adattate alle esigenze imposte da condizioni ambientali molto più



Figura 2.4: Esempio di impianto di perforazione a mare

difficili, spesso estreme. Ciò comporta un enorme aumento dei costi (il solo noleggio dell'impianto può arrivare fino a 200.000€/giorno) a cui vanno aggiunti, in caso di scoperta di un giacimento, anche gli ingenti investimenti per la realizzazione delle infrastrutture e degli impianti per la successiva coltivazione del giacimento. Nonostante le varie difficoltà la ricerca degli idrocarburi in mare aperto ha visto uno sviluppo senza precedenti. Infatti, rispetto alla terraferma, ormai quasi tutta esplorata, gli oceani e soprattutto le zone delle acque profonde (sopra i mille metri) offrono ancora zone poco esplorate, dove la possibilità di scoprire grandi giacimenti di idrocarburi sembra essere ancora molto alta. I costi connessi alla ricerca ed alla produzione in mare crescono rapidamente, in ragione della profondità dei fondali marini e dell'ostilità delle condizioni ambientali e meteorologiche. Per questo motivo, il volume

dei giacimenti di idrocarburi coltivabili che giustificano investimenti in progetti di sviluppo offshore è molto alto, e dipende sia dalla capacità d'investimento delle compagnie petrolifere, sia dalle quotazioni. Un impianto di perforazione a mare deve ricreare le medesime condizioni operative che si hanno negli impianti utilizzati a terra e, come questi ultimi, deve essere in grado di spostarsi da un luogo all'altro con facilità. Si tratta quindi di una struttura mobile attrezzata per contenere un cantiere di perforazione autonomo, in grado d'alloggiare l'impianto di perforazione, il personale tecnico e tutte le attrezzature di servizio. Ciò si realizza con una struttura di supporto (o piattaforma) che si eleva sopra il livello del mare appoggiando sul fondale, oppure con una struttura galleggiante, mantenuta sulla verticale del pozzo tramite ancoraggi o con tecniche di posizionamento dinamico. Molto spesso si tratta di strutture isolate che devono alloggiare, oltre al personale addetto al normale funzionamento, anche le numerose attrezzature delle compagnie di servizio, che a terra invece sono trasportate in cantiere ed utilizzate solo per lo stretto tempo necessario al loro impiego. Queste condizioni accrescono la complessità delle strutture di supporto a mare, e ne giustificano il maggior costo di noleggio giornaliero, che può essere fino a 5-10 volte superiore a quello per un impianto di perforazione a terra delle stesse capacità. Dal punto di vista delle operazioni, la perforazione a mare può essere suddivisa in due grandi classi, dipendenti dalla profondità del fondale:

- *Perforazione con impianti appoggiati sul fondo marino*: le attrezzature di sicurezza, ovvero sistemi di prevenzione di eruzioni ordinarie, sono collocate stabilmente sopra il livello

del mare, e sono accessibili dalla struttura di supporto; in questo caso le operazioni di perforazione sono praticamente identiche a quelle utilizzate nella perforazione a terra;

- *Perforazione con impianti galleggianti*: la testa pozzo e le attrezzature di sicurezza sono collocate in fondo al mare, e quindi non sono accessibili direttamente dalla struttura di supporto; in questo caso, alcune sequenze delle operazioni di perforazione differiscono da quelle a terra, poiché l'impianto non è fermo rispetto alla testa pozzo ma, galleggiando, è soggetto all'azione del vento, delle correnti e onde marine che gli imprimono piccoli movimenti orizzontali e verticali. Naturalmente, anche in questo caso il fluido di perforazione deve risalire sull'impianto galleggiante, tramite un'apposita tubazione che collega la testa pozzo sottomarina al natante.

L'uso di impianti galleggianti è necessario per perforazioni esplorative con profondità d'acqua superiore ai 100 metri, mentre il limite di profondità in cui è possibile operare in condizioni di sicurezza con tali impianti supera i 3.000 metri. Ciò è sicuramente riferito soltanto alle operazioni di perforazione esplorativa, e non a quelle successive delle perforazioni di sviluppo. Il limite tecnologico per lo sviluppo e la messa in produzione di un giacimento a mare è nell'ordine dei 1.700 metri di battente d'acqua, limite destinato a crescere nei prossimi anni vista la crescente spinta innovativa nel settore. A titolo informativo si pensi che il battente nel 1995 era sotto i 1.000 metri.

I vari tipi di pozzo che si possono rinvenire nella perforazione a mare sono:

- Pozzi isolati;
- Pozzi in cluster;
- Piattaforma di produzione.

I pozzi isolati sono costituiti sostanzialmente dal prolungamento del tubo di guida e da una struttura metallica montata su di esso. Quest'ultima ha il compito d'ospitare i separatori e i sistemi d'iniezione degli inibitori. Questo tipo di struttura non è predisposta all'alloggio di personale e quindi gli interventi di manutenzione al pozzo devono essere programmati con l'ausilio di barche di supporto. I pozzi in cluster sono pozzi isolati e collegati da una struttura metallica; hanno dispositivi per la separazione e il trattamento dei liquidi scaricati dai pozzi; si possono trovare le pompe d'iniezione del liquido inibitore e un alloggio d'emergenza per il personale momentaneamente in transito. La piattaforma è concepita per ospitare personale in modo continuato, anche se effettivamente è presidiata solo a fasi alterne. Durante i periodi in cui manca il presidio essa, viene controllata da terra attraverso sistemi di telecontrollo. La piattaforma permette di perforare più pozzi nello stesso luogo con tecnologie sofisticate, che danno la possibilità di produrre il gas prelevandolo in un raggio molto più ampio rispetto alla verticale del pozzo. Infatti, dalla piattaforma vengono perforati pozzi verticali, deviati e orizzontali riducendo in tal modo i costi di produzione di gestione e di manutenzione. Raggruppare più pozzi in un'unica piattaforma consente di ridurre i problemi dovuti al trasporto del gas verso le centrali di trattamento. La piattaforma è costituita da due parti principali il Jacket costituito dalla piattaforma di acciaio di sostegno e il Deck comprendente:

- Piano pozzi;
- Modulo di processo;

## 2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE

---

- Modulo di produzione energia elettrica;
- Modulo di produzione aria compressa (ove necessario);
- Modulo alloggi.

Il jacket è quindi una struttura di acciaio composto di quattro, sei o otto gambe, secondo la grandezza, appoggiate o saldamente ancorate sul fondale marino. Il deck è la struttura di acciaio ubicata sopra il jacket ed è costituito da due piani principali: il cellar deck e il main deck. Il cellar deck coincide con il primo piano della piattaforma ed è ubicato a circa tredici metri dal livello del mare; su di esso in genere sono posti:

- L'area teste pozzo;
- L'impianto antivegetativo;
- I serbatoi di stoccaggio dell'acqua dolce;
- I cabinati per la produzione d'energia elettrica;
- Il cabinato per il generatore d'emergenza;
- La cabina di strumentazione;
- La cabina di controllo (STAU) con la funzione di acquisire, elaborare e trasmettere dati. Quest'ultimo cabinato può trovarsi anche nel modulo alloggi.

Il main deck coincide con il secondo piano della piattaforma e si trova a circa diciotto metri e mezzo da livello del mare; su di esso si trovano:

- Il modulo alloggi;
- Il modulo di processo;
- L'impianto di gas strumenti o fuel gas;
- Le pompe glycol d'inibizione;
- I filtri acqua servizi;
- La linea di misura del prodotto.

Nel modulo alloggi trovano posto intorno alle ventisei persone alloggiate in alcune cabine con annessi servizi, cucina, cambusa, mensa, infermiera, lavanderia, impianto frigorifero, spogliatoi, servizi, condizionamento, autoclave produzione d'acqua calda, ufficio capi piattaforma, fiaccole, gru e lance di salvataggio. Nel modulo di processo sono alloggiati i separatori che sono tanti quante sono le strings produttive. In genere sopra il modulo processo sono collocati i serbatoi di stoccaggio glycol, mentre sopra il modulo alloggi è ubicato l'eliporto.



## 2.3 Midstream

Il trasporto del gas naturale può avvenire allo stato gassoso mediante gasdotti oppure allo stato liquido (Gas Naturale Liquefatto) mediante navi cisterna, dette metaniere. I progressi in questo ambito sono avvenuti nel Novecento, mentre in precedenza il gas veniva consumato nel luogo in cui veniva prodotto. Il trasporto del metano su grande distanza è iniziato infatti nel 1958 con l'importazione di gas naturale canadese negli Stati Uniti.

### 2.3.1 Gasdotti

I gasdotti permettono il trasporto di ingenti quantità di gas, dal luogo di produzione a quello di consumo, senza bisogno di alcuna operazione di carico e di immagazzinamento. È la maniera più efficiente per movimentare il gas naturale a distanze brevi o medie e consente di rifornire anche aree ad alto consumo molto distanti dal pozzo. Il sistema di trasporto è composto da una rete complessa di condotte, progettate per trasportare velocemente e ad un prezzo contenuto il gas. La scelta del tracciato di un gasdotto si basa sull'analisi di diverse alternative che dipendono dall'impatto ambientale, dalla sicurezza del trasporto e dalla fattibilità tecnico-economica. Infatti, occorre verificare che il tracciato dei gasdotti non interferisca con gli equilibri esistenti e che sia isolato da fenomeni di instabilità come erosione, smottamenti e frane. Si individua quindi il tracciato più comodo e sicuro, si scava una trincea e all'interno di essa si calano i tubi d'acciaio del condotto precedentemente saldati tra loro. In questa fase di costruzione si utilizzano tecniche per evitare elevati impatti ambientali. Per prevenire eventuali perdite su ogni saldatura viene fatta una radiografia mentre contro la corrosione del metallo, la tubatura viene rivestita con bitumi, catrami e resine sintetiche, e protetta con apposite apparecchiature elettriche. Il metanodotto viene poi interrato e il terreno viene riportato alle condizioni originarie. Ovviamente la presenza del condotto viene segnalata con una speciale segnaletica.



Figura 2.5: Posa delle condotte Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

Ogni 100-200 chilometri vengono installate stazioni di compressione che ristabiliscono la pressione sufficiente a far muovere il metano a una velocità di 20-30 km/h; la pressione infatti deve essere mantenuta tra i 50 e i 70 bar per vincere le perdite di carico legate al percorso e ai prelievi degli utenti e all'erogazione più ridursi fino a 5 bar. Le reti di metanodotti prevedono anche stazioni di stoccaggio, nelle quali parte del gas viene tenuto a disposizione per eventuali situazioni di emergenza. Vengono solitamente utilizzati come depositi, giacimenti esauriti situati presso le aree di maggior consumo. Ulteriori componenti oltre alle tubazioni sono opere di attraversamento

di fiumi, ferrovie e strade, valvole di sicurezza, misuratori di portata, temperatura e pressione, e infine il sistema di odorizzazione, necessario per dare al gas, che è incolore ed inodore, un aroma che permetta di rilevare eventuali fuoriuscite. Una foratura infatti potrebbe causare incendi ed esplosioni, oltre che il danno economico della perdita di gas. I grossi gasdotti vengono quindi monitorati giornalmente da personale dedicato, con elicotteri e fuoristrada. Lungo il gasdotto

## 2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE

---

vengono installati dispositivi di raccolta dati e di protezione attiva per monitorare e combattere la corrosione, attraverso la protezione catodica. Le tubazioni sono interrato di circa 1 metro, per ridurre le variazioni di temperatura e le dilatazioni, e il loro diametro può variare tra i 500mm e i 1.400mm. Negli attraversamenti le tubazioni possono essere portate da un'apposita struttura reticolare o sospese a cavi portanti; nel caso di attraversamenti di corsi d'acqua, le tubazioni possono anche essere appoggiate sul fondo.

A seconda dell'impiego è possibile distinguere tre tipi di gasdotti:

- *Gasdotti di raccolta*: trasportano la materia prima verso serbatoi di stoccaggio sotterranei o verso i siti di trattamento. Sono caratterizzati da una bassa pressione, diametro piccolo e, qualora vi sia un alto contenuto di zolfo e anidride carbonica, è necessario installare una condotta di raccolta resistente alla corrosione fino all'impianto di trattamento.
- *Gasdotti di transito*: trasportano la materia prima ad alta pressione in prossimità degli utenti finali. Possono essere considerate come "l'autostrada" del gas naturale in quanto la pressione a cui il gas è portato, oltre ridurre il volume, gli consente di percorrere la condotta più velocemente. Si articolano ulteriormente in condotte primarie, se si diramano dalla stazione di partenza e se raggiungono le zone di consumo, mentre in condotte secondarie o alimentatrici, quelle che trasportano il gas naturale ai vari centri. Da queste ultime dipartono le condotte distributrici che alimentano gli allacciamenti alle utenze finali.
- *Gasdotti di distribuzione*: trasportano la materia prima a bassa pressione direttamente agli utenti finali.

La principale limitazione all'impiego dei gasdotti per il trasporto del gas naturale consiste nella necessità di attraversare i mari che separano il paese produttore da quello fornitore. In particolare i fondali con profondità di oltre 3.000-3.500 metri e con morfologia particolarmente accidentata costituiscono ancora oggi un enorme problema e la tecnologia di trasporto prevede un incremento dei costi. Il gasdotto, inoltre, passa attraverso diversi Stati spesso e questi potrebbero interrompere il flusso per motivi politici, quindi non è semplice decidere il percorso ideale.

La lunghezza totale delle condotte in tutto il mondo ammonta a circa un milione di chilometri, più di 25 volte il diametro della terra. In Italia in primo gasdotto risale al 1939 e serviva a trasportare a Firenze il gas estratto a Pietramala.

### 2.3.1.1 Caratteristiche tecniche

**Condotte** La condotta è un sistema che prevede diversi componenti quali valvole, elementi di raccordo, compressori, misuratori di portata, trasduttori, protezione catodica, sistemi di controllo, ecc. Le condotte principali che partono dall'impianto di spinta possono essere classificate sulla base di:

- *Ambiente attraversato*: condotte di terra o sottomarine;
- *Prodotto trasportato*: liquido, gassoso o multifase;
- *Materiale di realizzazione*: il tipico carbonio-manganese oppure leghe speciali resistenti alla corrosione;



- *Tecnologie impiegate nella costruzione.*

Le condotte sono rivestite internamente e la scelta del tipo di rivestimento varia in funzione del fluido da trasportare, delle caratteristiche dello stesso e della modalità d'esercizio. Spesso è applicato un rivestimento allo scopo di ridurre le rugosità della superficie interna e quindi le perdite di carico di alcuni punti percentuali. La riduzione della perdita di pressione, dovuta alla comprimibilità del gas, aumenta la quantità trasportata all'aumentare della pressione di trasporto e quindi ha delle implicazioni sui costi di trasporto che operano su lunghe distanze.

I tubi per il trasporto del gas naturale possono variare dai 15cm agli oltre 120cm di diametro, in base alla loro funzione. Per i sistemi di raccolta e di distribuzione agli utenti finali, il diametro può ridursi anche a 1,5 cm; i gasdotti di trasporto primari hanno diametri tra i 40 e i 120cm, mentre le condotte secondarie variano fra i 15 e i 40 cm.

**Stazione di compressione** La compressione del gas trasportato è necessaria nelle condotte per superare le perdite di pressione che avvengono lungo la condotta e per garantire certe condizioni di portata e pressione al punto di arrivo. Le perdite di pressione sono dovute all'espansione del gas, all'attrito contro la parete interna della condotta, a variazioni di quota o a variazioni di temperatura. I compressori possono essere volumetrici, dinamici e iniettori. A volte per ottenere la pressione di scarico richiesta per trasportare il gas, si può utilizzare un certo numero di compressori in serie. Per permettere un flusso regolare è necessario edificare una centrale di compressione ogni 100-200 km; queste sono controllate a distanza dal centro di dispacciamento.

**Stazioni di misura** Le stazioni di misura sono posizionate lungo le condotte principali e permettono agli operatori di monitorare e tracciare il gas naturale che scorre nelle tubature, utilizzando particolari sistemi di misura delle quantità e della qualità che non intaccano il normale flusso del gas.

**Valvole** I gasdotti possiedono una grande quantità di valvole lungo la loro estensione. Queste servono come gateway, solitamente sono aperte e permettono al gas naturale di scorrere liberamente, ma possono essere impiegate per fermare il flusso di gas lungo una particolare sezione della condotta.

### 2.3.2 Trasporto via nave

Quando non è possibile effettuare il trasporto mediante metanodotto, il gas viene liquefatto e trasportato con navi metaniere. Attualmente il 25% del metano viene trasportato con questo metodo. Il metano viene innanzitutto liquefatto a  $-161^{\circ}\text{C}$  e assume un volume circa 600 volte minore del gas naturale originario. Una metaniera trasporta mediamente 130.000 metri cubi di metano liquefatto che corrispondono a 78 milioni di metri cubi allo stato gassoso. I costi di trasporto con le metaniere sono più elevati perché occorre effettuare diversi trasbordi. Il primo consiste nel trasporto dal giacimento alla costa con un metanodotto. Poi il gas viene liquefatto e caricato su una metaniera, dotata di serbatoi isolati termicamente e di sofisticati sistemi di sicurezza e protezione ambientale. Arrivato a destinazione il GNL viene scaricato nel terminale di importazione, dove viene riscaldato, riportato allo stato gassoso e immesso, dopo aver raggiunto un adeguato livello di pressione, nella rete dei metanodotti. L'impianto in cui il GNL viene riportato allo stato gassoso si chiama rigassificatore. Il processo di estrazione

## 2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE

del gas naturale dai giacimenti, la sua liquefazione per il trasporto su navi, la rigassificazione costituiscono la cosiddetta catena del GNL.

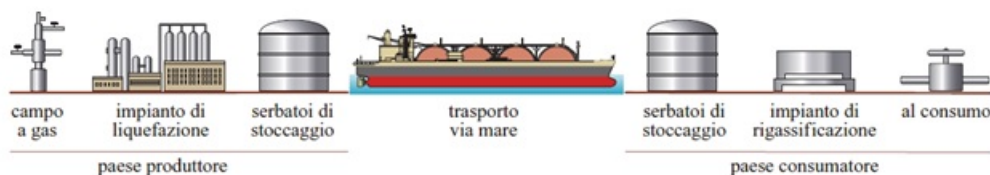


Figura 2.6: Schema di trasporto via nave Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

### 2.3.2.1 Trasformazione del gas in GNL

Il gas naturale è costituito da metano e in misura minore da etano, propano e altri idrocarburi pesanti, oltre che azoto, biossido di carbonio, composti dello zolfo, acqua e a volte mercurio. Il processo di liquefazione richiede che alcune componenti idrocarburiche e non, vengano rimosse durante il processo per eliminare le sostanze inquinanti e per controllare il potere calorifico del prodotto da trasportare. Questo pretrattamento e la liquefazione generano un GNL con composizione media di metano per il 95% e con il restante 5% costituito da componenti idrocarburiche leggere e azoto. Il GNL è inodore, incolore, non corrosivo e non tossico ma può causare asfissia in un ambiente chiuso e non ventilato. Il gas naturale liquefatto viene immagazzinato e trasportato a pressione atmosferica. Il processo di liquefazione prevede la liquefazione per pressurizzazione e il raffreddamento, fino a raggiungere la condizione di stoccaggio e immagazzinamento a pressione atmosferica e a temperatura prossima a quella di ebollizione del metano. Il gas liquefatto ha una densità di  $415\text{kg/m}^3$  a  $-162^\circ\text{C}$ , quindi avviene una riduzione del volume con un coefficiente di circa 610 rispetto alle condizioni standard.

Lo sviluppo delle attività di esplorazione e produzione in acque sempre più profonde ha portato le compagnie a ricercare le condizioni ottimali per il posizionamento degli impianti. Si è quindi assistito alla proposta di progetti di impianti di liquefazione di GNL da installare offshore. Il principale problema è quello di effettuare i processi di liquefazione, stoccaggio e carico su una piattaforma mobile soggetta all'impatto dei cambiamenti delle condizioni climatiche e marine.

Il GNL rappresenta il miglior concentrato di energia disponibile sul mercato ed è prodotto per poter trasportare più agevolmente il gas naturale. Infatti, permette una maggiore flessibilità rispetto ai gasdotti e diventa economicamente più conveniente quando la zona di consumo è lontana da quella di produzione.

### 2.3.2.2 Le navi

La maggior parte del GNL viene trasportato via nave dai punti di liquefazione a quelli di rigassificazione. Sono principalmente due le linee di progettazione, basate su due diverse concezioni:

- *Navi con serbatoi integrati*: i serbatoi contenenti il GNL sono integrati con il doppio scafo della nave. Esistono due diverse tecnologie tra le più utilizzate:

- I serbatoi sono costituiti da una barriera primaria elastica, che si appoggia allo scafo per mezzo di un isolante termico, e da una barriera secondaria, che ha lo scopo di proteggere lo scafo della nave da un'eventuale fuga di GNL. Solo alcuni acciai particolari resistono alla temperatura molto bassa del liquido. La barriera primaria è formata da una membrana con nervature realizzata con un assemblaggio di lastre in acciaio speciale saldate. L'isolante termico interposto tra il serbatoio e lo scafo è schiuma di poliuretano rinforzato con fibre di vetro. La barriera secondaria è realizzata con un materiale composito costituito da un foglio di alluminio in un wafer di tessuto di fibre di vetro. La capacità della membrana di resistere alle variazioni di temperatura e la sua bassa inerzia termica consentono un rapido raffreddamento dei serbatoi nella fase di carico del GNL ed è possibile effettuare il viaggio di ritorno scarichi senza mantenere i serbatoi a bassa pressione. (Sistema Technigaz);
- Ci sono due barriere indipendenti formate in acciaio legato al 36% di nichel e realizzate con fasciame piano saldato, con uno spessore di 0,7mm, sorrette da scatole di isolamento termico in legno di balsa riempite di perlite trattata con silicone. Le membrane sono a tenuta di liquido e di gas quindi formano due spazi indipendenti di isolamento termico che vengono riempiti con azoto liquido a pressione controllata. Le scatole di isolamento e i sistemi di isolamento sono fissati alla parete dello scafo interno per mezzo di speciali perni o dispositivi di accoppiamento. (Sistema Gaztransport).

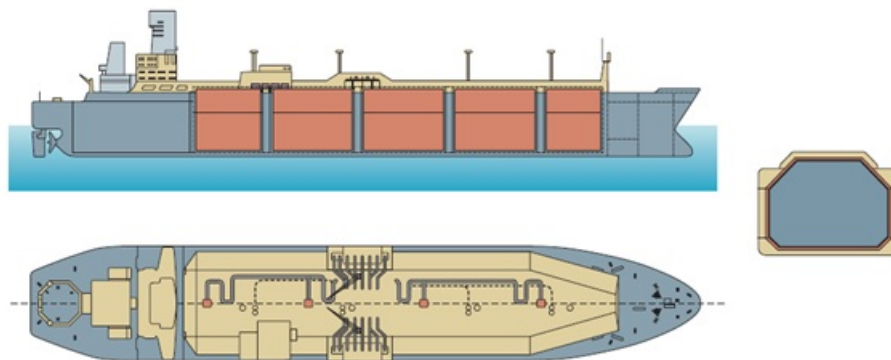


Figura 2.7: Rappresentazione di una nave a serbatoio integrato Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

- *Navi con serbatoi autoportanti*: i serbatoi sono indipendenti alla struttura della nave e devono resistere alle sollecitazioni indotte dal peso del GNL che contengono. Si realizzano per risolvere il problema delle metaniere con 4 o 6 serbatoi sferici. Le sfere sono isolate termicamente tramite l'impiego di opportuni materiali isolanti: viene mantenuto un certo spazio tra il serbatoio e l'isolante che viene riempito di aria secca o gas inerte, come l'azoto, per poter aumentare la capacità isolante del sistema e assicurare elasticità alla barriera primaria. Ogni sfera è sostenuta da una camicia cilindrica che poggia sullo scafo della nave che viene protetto da eventuali fughe di GNL con una barriera secondaria posta alla base delle sfere. (Sistema Moss Rosenberg)

## 2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE

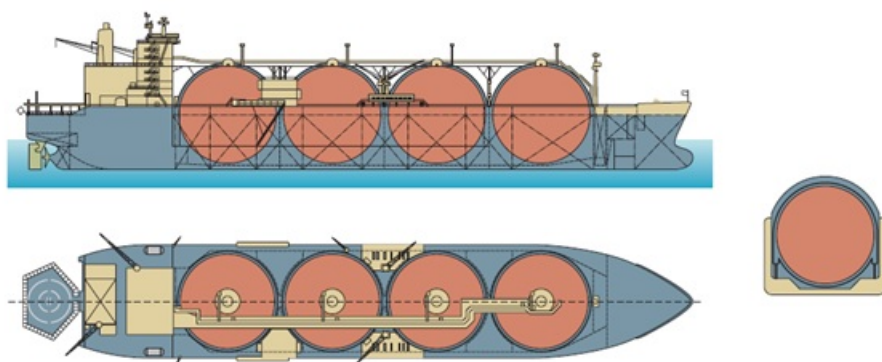


Figura 2.8: Rappresentazione di una nave a serbatoio autoportante Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

Un problema comune a tutti i tipi di metaniere è lo scambio termico tra l'interno e l'esterno dei serbatoi che provoca una vaporizzazione del GNL e libera gas (gas di boil-off). Questo gas viene riutilizzato a bordo della nave stessa per la propulsione o per i servizi presenti a bordo. Se non sono utilizzate turbine a vapore ma motori diesel, il gas di boil-off viene riliquefatto.

Nel 2003 la flotta per il trasporto di GNL era costituita da 145 navi, con una capacità totale di circa  $23,5 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ; il 20% delle navi aveva un'età inferiore a cinque anni. Il 50% della flotta era formato da navi di tipo Moss Rosenberg, il 37% dal tipo Gaztransport, l'11% dal tipo Technigaz e il restante 5% da tipologie minori. Per quanto riguarda la capacità, all'inizio del 21esimo secolo, era compresa tra i  $125.000$  e  $150.000 \text{m}^3$  di GNL mentre attualmente alcuni costruttori navali hanno iniziato a progettare navi con capacità superiore a  $200.000 \text{m}^3$ . I costi per una nave sono cresciuti fino al 1998, raggiungendo i  $2.600 \text{\$/m}^3$  di capacità e sono poi diminuiti assestandosi sui  $1.200 \text{\$/m}^3$  nel 2002 ma le previsioni dei costi sono ancora in leggera diminuzione.

### 2.3.2.3 Terminali di rigassificazione e stoccaggio del GNL

Per la ricezione e la rigassificazione del GNL sono necessari terminali per lo scarico delle navi, impianti di ricezione e stoccaggio e impianti di vaporizzazione. Le metaniere dopo essere state ancorate e aver effettuato la connessione ai bracci di scarico degli impianti del porto, trasferiscono il GNL nei serbatoi di stoccaggio a terra usando le pompe di bordo. La fase di scarico si protrae per anche 12 ore data la dimensione del carico. Il GNL viene immagazzinato in fase liquida in serbatoi a pressione atmosferica. Esistono diversi tipi di serbatoi di stoccaggio per il GNL, in base alla posizione relativamente alla superficie topografica, serbatoi in superficie o interni, e al grado di sicurezza associato al tipo di struttura. Il GNL viene immagazzinato in serbatoi a doppio guscio a pressione atmosferica e il serbatoio interno in contatto con il GNL è realizzato con acciai speciali e altri materiali.

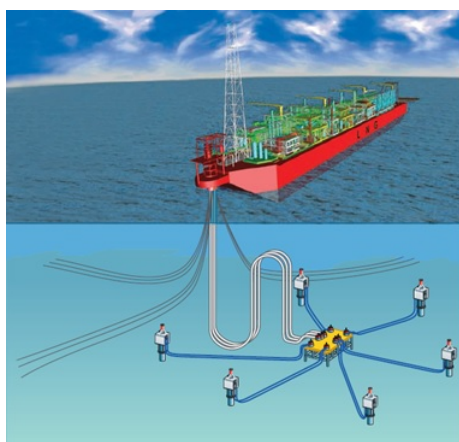


Figura 2.9: Rappresentazione di una metaniera ancorata al suolo Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

I serbatoi di stoccaggio sono generalmente di forma cilindrica e presentano un fondo piatto, che poggia su un materiale isolante rigido. Le pareti devono resistere al carico idrostatico esercitato dal GNL e il tetto presenta uno strato di isolamento sospeso, sostenuto dal guscio esterno. Questo può essere a contenimento semplice (single containment tank) se svolge solo le funzioni di isolamento e raccolta dei vapori, a doppio contenimento (double containment tank), se ha delle funzioni di contenimento del GNL,

infine a contenimento totale (full containment tank) se si ha pressurizzazione del serbatoio esterno. Tutti i serbatoi hanno nelle fondazioni isolatori sismici. I serbatoi superficiali sono quelli più largamente impiegati per lo stoccaggio primario di GNL. I serbatoi interni sono più costosi ma presentano un minore impatto visivo e sono possibili tre diverse soluzioni: installare il serbatoio nel terreno e far sporgere il tetto, interrare completamente il serbatoio e fare una copertura di calcestruzzo oppure infine porre il serbatoio interrato a doppio guscio in una fossa.

Queste tipologie di stoccaggio del

GNL possono essere usate sia prima sia dopo al trasporto che dopo la liquefazione. Un'alternativa agli stoccaggi convenzionali è lo stoccaggio in cavità sotterranee, tuttavia si sono riscontrate perdite di gas causate dalla fratturazione dei materiali rocciosi dovuta agli stress termici. Per risolvere questo problema si potrebbero realizzare cavità a una profondità di 500-1.000 metri, dove gli stress termici verrebbero compensati dal carico geostatico. Tuttavia questa soluzione presenta costi molto elevati. Una soluzione innovativa si basa sul rivestimento delle cavità con un sistema di protezione.

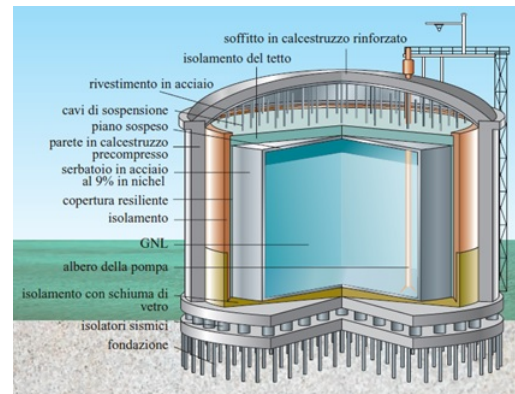


Figura 2.10: Rappresentazione di un serbatoio Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

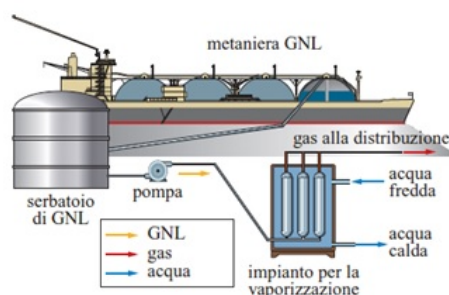


Figura 2.11: Rappresentazione schematica di un impianto di rigassificazione Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

Gli impianti di rigassificazione realizzano un processo di vaporizzazione controllata del GNL e si classificano in base alla temperatura utilizzata nel processo evaporativo. Esistono processi a temperatura ambiente e processi a temperatura maggiore. I primi si distinguono a loro volta in base al fluido impiegato come vettore di calore che può essere aria o acqua. Se si utilizza l'acqua lo scambiatore di calore impiegato può essere diretto o indiretto. Uno scambiatore di tipo diretto è l'open rack: ha un basso costo di esercizio, può utilizzare acqua di mare come fonte di calore ed è di facile uso e manutenzione. Nel caso di processi che avvengono a temperatura superiore alla temperatura ambiente la vaporizzazione si può ot-



## 2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE

---

tenere con sistemi a combustione sommersa, con sistemi a scambio diretto o con sistemi a scambio indiretto. Successivamente il gas vaporizzato viene avviato alla fase di compressione e allo stoccaggio in serbatoi sferici convenzionali. In seguito viene immesso nella rete di trasporto e distribuzione.

I terminali di ricezione presentano aspetti di criticità relativamente all'impatto ambientale e alla sicurezza, che hanno spinto verso lo sviluppo di soluzioni alternative ai classici terminali di ricezione sulla costa; in particolare sono state studiate due soluzioni:

- *Gravity-Based Structures*: poggiano sul fondo, possono essere facilmente installate con minimi lavori offshore e minimizzano l'impatto sulla costa. La tecnologia con la quale vengono costruite è la stessa delle piattaforme di produzione. Le dimensioni tipiche sono 350x70x40 metri, con una capacità di immagazzinamento di 200.000-300.000m<sup>3</sup> e una capacità di trattamento tra 5 e 10 milioni di tonnellate per anno. Le profondità dei fondali variano tra i 15 e i 25 metri. Per i serbatoi di stoccaggio si usa la tecnologia utilizzata per le navi, quindi serbatoi cilindrici o serbatoi a membrana. L'architettura delle strutture può variare da compatta a modulare;



Figura 2.12: Rappresentazione di un gravity-based structures Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

- *Floating Storage and Regasification Units*: galleggianti, solamente ancorate, possono essere installate su fondali scoscesi e in condizioni ambientali severe. Sono quindi navi che vengono ancorate al fondo per mezzo di opportuni sistemi e che consentono di eseguire a bordo le operazioni di rigassificazione e stoccaggio. Esistono diverse tipologie: dalle navi di trasporto convertite a FSRU, ai terminali progettati e costruiti allo scopo. L'intervallo tipico di applicazione delle FSRU prevede una capacità di stoccaggio tra i 250.000 e 500.000m<sup>3</sup>, con una produttività tra 6 e 12 tonnellate per anno. La conversione di navi per GNL in terminali FSRU costituisce la soluzione più veloce e consente di consegnare il gas rapidamente. Le caratteristiche di questa soluzione, essendo la nave lunga tra 250 e 280 metri e larga attorno i 40 metri, sono una capacità di stoccaggio dell'ordine dei 140.000 m<sup>3</sup> e una produttività massima tra 2,5 e 3 tonnellate per anno. Sulla nave convertita vengono installati bracci di collegamento alla nave di trasporto GNL e l'impianto di rigassificazione.

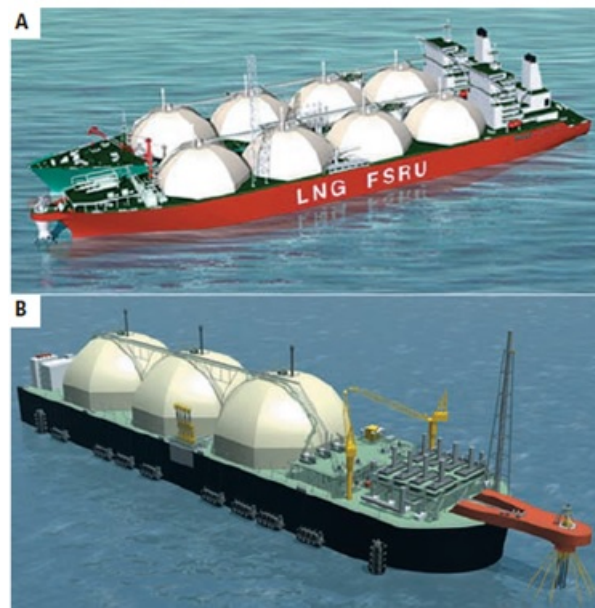


Figura 2.13: Rappresentazione di un floating storage and regasification units Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

L'impianto offshore LNG Toscana davanti a Livorno è del tipo Floating Storage and Regasification Units mentre il Terminale GLN Adriatico al largo di Porto Levante, a Rovigo, è del tipo Gravity Based Structure.

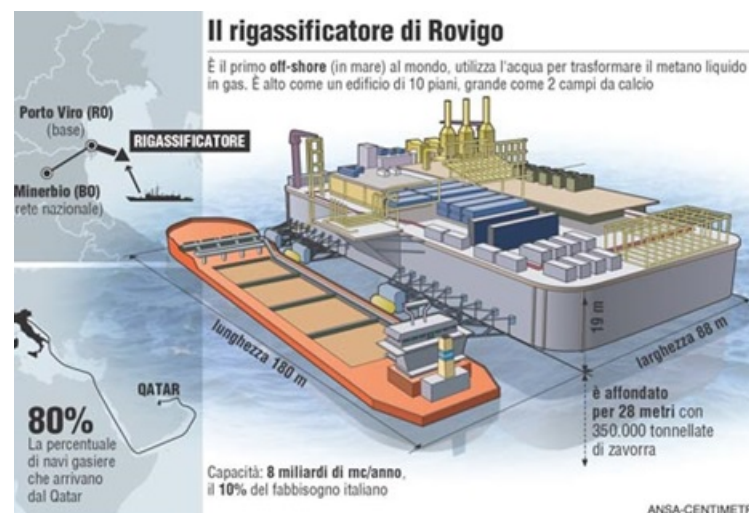


Figura 2.14: Rappresentazione dell'impianto di Rovigo

I terminali di rigassificazione vengono progettati in base alle condizioni dei mercati e dei requisiti che devono rispettare. In particolare, possono essere impianti “peaksaving” se lo scopo è produrre e stoccare GNL nei periodi di scarsa domanda di gas combustibile per poi rigassificarlo e reimmetterlo in rete nei periodi di massimo consumo, oppure “baseload” se sono impianti di grossa capacità destinati alla liquefazione di gas naturale da esportare nei mercati di consumo. Se si divide la capacità di immagazzinamento di una metaniera media in arrivo per la capacità di immissione in rete, si ottiene il tempo medio fra l'arrivo di due navi, affinché si possa continuamente fornire gas naturale.

## 2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE

---

Il volume minimo di stoccaggio deve essere superiore a quello della più grande metaniera che può accogliere, in quanto deve fare fronte a ritardi e/o impossibilità di immettere in rete.

Quindi riassumendo, gli elementi principali di un rigassificatore onshore si dispongono in 4 sezioni:

- La sezione di ricezione del GNL;
- La sezione di stoccaggio;
- La sezione di rigassificazione;
- La sezione di collegamento con la rete di trasporto.

Oltre a queste 4 funzioni, i terminali dispongono anche di sistemi per il recupero dei gas di boil-off e di sistemi ausiliari.

Mentre ciascun rigassificatore costruito off-shore, sia che abbia una struttura fissa oppure mobile, deve possedere queste componenti:

- Struttura principale: fissa o mobile;
- Gassificatore/vaporizzatore di GNL;
- Struttura di stoccaggio associata ( per GNL o gas naturale).

### 2.3.3 Stoccaggio

Per stoccaggio si intende il deposito in strutture del sottosuolo del gas naturale prelevato dalla rete di trasporto nazionale e successivamente reimpresso nella rete in funzione delle richieste del mercato. Lo stoccaggio soddisfa diverse esigenze:

- Rispondere in tempo reale alle richieste di gas del mercato;
- Assicurare un alto margine di elasticità alla gestione delle strutture produttive e di trasporto;
- Garantire il mantenimento di riserve strategiche da utilizzare esclusivamente per fronteggiare situazioni eccezionali.

I componenti principali di un sito di stoccaggio sono: il giacimento, la centrale di stoccaggio con gli impianti di compressione e di trattamento e i pozzi. Il giacimento è la struttura geologica sotterranea in cui viene stipato il gas prelevato dalla rete nazionale e prodotto anche a grandi distanze. Per mezzo della centrale di stoccaggio il gas si muove tra la Rete di Trasporto Nazionale e il giacimento; nella centrale sono allocate tutte le apparecchiature necessarie all'iniezione, all'erogazione e al trattamento del gas. I pozzi sono le strutture che collegano i giacimenti con gli impianti di superficie mentre un insieme di tubazioni permette il trasporto del gas tra i pozzi e la centrale e tra la centrale e la RTN. Tutti gli impianti possono anche essere gestiti da remoto tramite il sistema di telecontrollo. Generalmente nella gestione estiva viene riempito il giacimento mentre durante i mesi invernali è preponderante la fase di erogazione alla



rete nazionale.

In Italia l'attività di stoccaggio è iniziata nel 1964 nel campo di Cortemaggiore in Emilia che è ancora in esercizio. I giacimenti sono costituiti da rocce porose e permeabili presenti nel sottosuolo al di sotto di rocce di copertura impermeabili, come le argille, in strutture geologiche che hanno impedito in passato la migrazione degli idrocarburi. La struttura geologica che ha generato il giacimento produttivo può essere utilizzabile anche per lo stoccaggio di gas. In particolare, lo stoccaggio viene considerato di tipo convenzionale quando è realizzato utilizzando giacimenti di produzione di gas esauriti o semiesauriti, di tipo semiconvenzionale quando si utilizzano giacimenti di olio esauriti o acquiferi, di tipo speciale quando è realizzato in cavità ricavate da formazioni saline sotterranee o in miniere di carbone abbandonate.

Nell'ambito dello stoccaggio si distingue: lo stoccaggio strategico, finalizzato a sopperire a situazioni di mancanza o riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema del gas, lo stoccaggio di modulazione, finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi, e lo stoccaggio minerario necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano. Con la liberalizzazione del mercato del gas anche in ambito europeo, le imprese di stoccaggio hanno messo a disposizione servizi speciali caratterizzati da maggiore flessibilità, quali il parking, il contro flusso e il servizio interrompibile. Questi consentono di ottimizzare l'utilizzo della capacità di stoccaggio a tutto vantaggio del mercato.

Nello stoccaggio di gas naturale si fa riferimento ai seguenti parametri:

- *Working gas*: volume di gas che può essere iniettato nel periodo estivo ed estratto nel periodo invernale senza pregiudicare la normale prestazione del giacimento. A sua volta si può suddividere in:
  - *working gas erogabile (o WGe)*: è il gas che viene ciclicamente iniettato ed erogato dal campo di stoccaggio nell'arco del ciclo di stoccaggio ovvero il gas che può essere messo a disposizione e reintegrato per essere utilizzato ai fini della prestazione di servizi di stoccaggio;
  - *pseudo-working gas (o cushion gas addizionale)*: si tratta di un ulteriore quantitativo di gas necessario per garantire una determinata capacità di erogazione. Sono volumi producibili in tempi più lunghi rispetto a quelli necessari al mercato, ma molto importanti per assicurare la capacità di erogazione di punta necessaria per la copertura dei picchi di consumo giornalieri o orari;
- *Cushion gas*: volume di gas che resta immobilizzato in giacimento per tutto il periodo in cui questo è utilizzato come stoccaggio. Ha quindi lo scopo di consentire un efficiente funzionamento dello stoccaggio alle massime prestazioni possibili;
- *Portata di punta*: portata giornaliera massima che può essere estratta quando il giacimento è completamente riempito;
- *Efficienza*: rapporto tra working gas e gas immobilizzato, ovvero l'insieme di working gas, cushion gas ed eventuale riserva presente in giacimento al momento della sua conversione a stoccaggio;

## 2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE

---

Le prestazioni di un campo di stoccaggio sono individuate, oltre che dal WGe anche dai volumi di gas erogabili ed iniettabili nell'unità di tempo, di regola il giorno. Tali prestazioni, chiamate rispettivamente punta di erogazione e punta d'iniezione, variano principalmente in funzione della giacenza di gas in stoccaggio. In particolare, la punta d'iniezione decresce all'aumentare della giacenza (aumentando la pressione del gas in stoccaggio) e la punta di erogazione decresce al ridursi della giacenza (riducendosi la pressione del gas in stoccaggio). Le prestazioni dei campi di stoccaggio, sia in termini di WGe che di punta di erogazione e punta d'iniezione, dipendono, oltre che dalle loro caratteristiche geodinamiche, anche dalle scelte operate in ordine alla quantità di CG ed alle infrastrutture funzionali all'esercizio del campo (tra cui in particolare il numero e la dislocazione dei pozzi).

### 2.3.3.1 Tipologie di stoccaggio

Il 70% degli stoccaggi attualmente utilizzati sono quelli in giacimenti a gas esauriti, seguiti da quelli realizzati in acquiferi e infine quelli in cavità saline.

- *Giacimenti a gas esauriti*: per selezionare la struttura da convertire a stoccaggio bisogna considerare i dati geologici e i parametri fisici della stessa. Gli elementi di maggiore interesse sono la forma e la dimensione della struttura, l'ampiezza e le caratteristiche dell'acquifero, il contatto gas-acqua, le caratteristiche delle rocce serbatoio e di copertura. Per quanto riguarda la roccia serbatoio bisogna considerare la porosità, che è bene che sia elevata così come la permeabilità, mentre la saturazione dell'acqua deve essere bassa per non ridurre il volume utile. Bisogna considerare il meccanismo di produzione per analizzare l'attitudine dell'acquifero a spostarsi nella roccia serbatoio a seguito del riempimento e dello svuotamento del serbatoio. Nei giacimenti a semplice espansione, dove il contatto gas-acqua si mantiene costante nelle fasi di erogazione e iniezione, si hanno prestazioni elevate e minori problemi in fase di produzione. Nei giacimenti a spinta d'acqua, dove il contatto gas-acqua risale durante la fase di erogazione e l'acqua deve essere di nuovo spazzata durante la fase di iniezione, le prestazioni sono limitate. Lo stoccaggio in giacimenti di olio parzialmente o completamente esauriti ha caratteristiche simile a quello in giacimenti di gas convertiti a stoccaggio. A volte l'iniezione di gas in un giacimento di olio può far parte del progetto di recupero secondario dell'olio stesso.

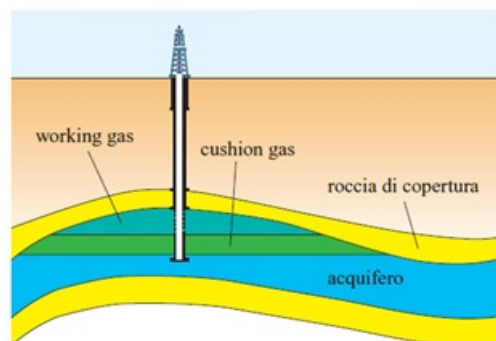


Figura 2.15: Rappresentazione schematica di un giacimento a gas esaurito Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

- *Acquiferi*: occorre trovare la struttura geologica, individuabile con rilievi geologici di superficie o con sistemi geofisici. La caratteristica principale richiesta è la tenuta delle

rocce di copertura, che devono avere uno spessore adeguato e valori di permeabilità prossimi allo zero, come le argille. Questo perché durante l'iniezione di gas si supera sempre la pressione idrostatica. Quando si inizia lo stoccaggio acquifero, il gas spiazza l'acqua avanzando più rapidamente dove la permeabilità è maggiore e dà luogo così a una bolla di gas; proseguendo con l'iniezione, qualche anno dopo, l'acqua nella zona alta del serbatoio viene spazzata dal gas e a questo punto lo stoccaggio potrà diventare operativo.

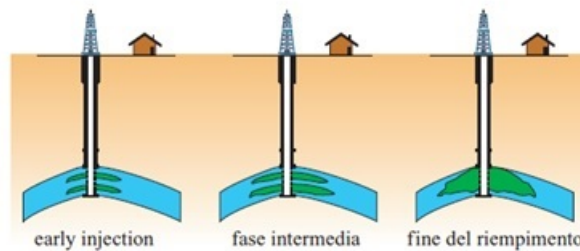


Figura 2.16: Rappresentazione schematica di un giacimento acquifero Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

- *Formazioni saline*: Si utilizzano cavità ottenute sciogliendo la massa salina con l'acqua dolce; questa viene pompata attraverso uno o più pozzi e poi utilizzata per l'estrazione del sale o reiniettata in altra formazione geologica individuata. La conoscenza della forma della cavità e delle caratteristiche delle rocce che la circondano sono elementi importanti per determinare la pressione minima e massima alle quali può essere esercitato lo stoccaggio. Con tali stoccaggi non si hanno elevati valori di working gas ma si hanno notevoli portate di punta.

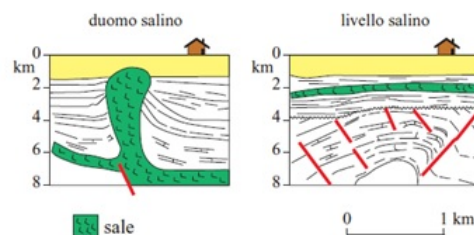


Figura 2.17: Rappresentazione schematica di un giacimento a formazioni saline Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

## 2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE

Nella figura 2.16 è possibile confrontare i vari tipi di stoccaggio rispetto alle diverse variabili.

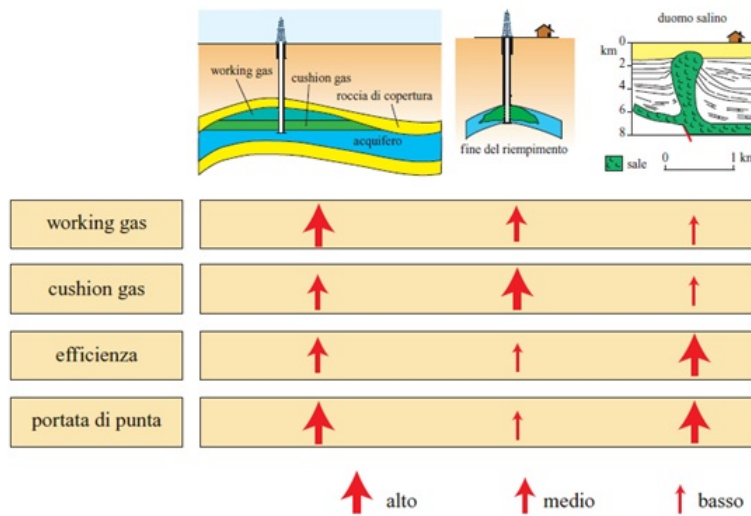


Figura 2.18: Confronto tra i vari sistemi di stoccaggio Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

## 2.4 Downstream

Con il processo di liberalizzazione del 2003 viene separata l'attività di vendita ai clienti finali da quella della distribuzione del gas naturale. La nuova fattispecie viene qualificata come un'attività cosiddetta libera, ovvero può essere esercitata senza limitazioni territoriali in tutto il territorio nazionale; tuttavia viene sottoposta ad un vincolo autorizzativo da parte del Ministero dello sviluppo economico e viene esercitata in un mercato regolato in quanto l'impresa che eroga la fornitura deve attenersi agli indirizzi delle autorità di regolazione.

L'autorizzazione viene concessa in presenza di alcuni requisiti predefiniti, tra cui:

- La disponibilità di un servizio di modulazione adeguato;
- La dimostrazione della provenienza del gas naturale;
- Viene infine richiesta una capacità tecnica e finanziaria adeguata all'attività che si intende svolgere (l'autorizzazione non può essere negata se non per motivi obiettivi e comunque non discriminatori; il rifiuto deve essere motivato.)

In questo modo si stabilisce che i soggetti che intendono effettuare il servizio di vendita devono disporre di una capacità di trasporto, di modulazione e di stoccaggio adeguata alla fornitura a cui s'intende far fronte in modo da garantire la qualità e la sicurezza del servizio.

Anche se in questa fase l'attività è libera, l'autorità è tenuta a svolgere una funzione d'indirizzo e tutela del cliente finale, in modo da garantire l'efficienza del servizio e la sua sicurezza. Inoltre il "decreto Letta" ha previsto alcune misure di natura prettamente concorrenziale orientate a favorire la contendibilità del mercato dell'attività di vendita (l'articolo 19 d.lgs. n.164/100 afferma che "A decorrere dal 1° gennaio 2003 e fino al 31 dicembre 2010, nessuna impresa del

gas può vendere direttamente o a mezzo di società controllate, controllanti o controllate da una medesima controllante, ai clienti finali per più del 50% dei consumi nazionali di gas su base annua.”)

La vendita del gas naturale si suddivide in due modalità principali, la vendita all'ingrosso e quella ai clienti finali. La vendita del primo tipo investe il rapporto contrattuale tra il produttore o il trader (grossista) ed una società di vendita per la fornitura ai clienti finali mentre la seconda modalità s'instaura direttamente tra l'impresa autorizzata alla vendita ed il cliente finale e laddove sia effettuata a favore di utenze domestiche viene assoggettata agli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria e dalla legislazione vigente.

### 2.4.1 Vendita all'ingrosso

Nell'ambito delle predette attività di settore assume sempre più interesse l'attività di trading, intesa come la negoziazione e lo scambio fisico o virtuale di quantità di gas naturale sulle borse o presso i cosiddetti hub. Si possono definire hub i punti di trasferimento fisico del gas, in cui un impianto connesso a due o più metanodotti consente il dispaccio dei volumi di gas dall'uno all'altro; grandi hub sono quelli ad esempio posti tra due metanodotti appartenenti a diversi sistemi di trasmissione che consentono il passaggio del gas dalla rete nazionale o regionale gestita da un operatore, ad un'altra, in un altro paese e con un altro gestore.

Il trader può svolgere una funzione assimilabile a quella del grossista o dell'intermediario a favore di talune società di vendita al dettaglio, quando le utenze finali sono piccole utenze industriali o commerciali o utenze domestiche, ma in altre circostanze può porsi direttamente come venditore finale a favore di utenze medio-grandi. Esempio tipico della prima attività è la fornitura intercorrente tra il grande importatore di gas e le società di vendita delle municipalizzate. Mentre nel secondo caso, rientra, ad esempio, il contratto di fornitura per usi termoelettrici nel quale clienti industriali acquistano gas naturale per la produzione d'energia elettrica. In questa situazione il trader acquista il gas a monte della filiera con un contratto di gas internazionale per rivenderlo successivamente direttamente al cliente del mercato elettrico.

Il Gas Supply Agreement (GSA) è un tipico contratto d'approvvigionamento di gas naturale all'ingrosso con cui un produttore vende ad un trader una certa quantità di gas naturale. Tale negoziazione può essere conclusa tra un trader nazionale ed un fornitore straniero. Questo tipo di contratto ha delle peculiarità del tutto specifiche. In effetti a fronte di tale accordo il trader non viene vincolato a comprare una determinata quantità di materia prima, ma può chiedere la consegna di una quantità compresa tra una forbice di un minimo ed un massimo, tuttavia è diverso da un contratto di opzione perché il venditore è assicurato della clausola take-or-pay che obbliga il trader all'acquisto della quantità minima indicata al livello inferiore del differenziale sopracitato.

La presenza di un elevato numero di trader che svolgono la propria attività in modo efficiente presuppone un mercato liquido e concorrenziale. Una sede di scambio con queste caratteristiche infatti permette un'intensa attività di negoziazione e scambio di quote d'approvvigionamento permettendo la realizzazione delle condizioni necessarie per stimolare l'abbassamento del prezzo del gas. Il trading energetico si è sviluppato prevalentemente nelle aree del Nord Europa o comunque di derivazione anglosassone, divenendo lo strumento preferenziale con cui operano

## 2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE

---

le maggiori industrie del gas attive sul mercato.

Appare verosimile affermare che le due principali condizioni che permettono un'implementazione dell'attività di compravendita all'ingrosso sono:

- La creazione di numerosi siti di stoccaggio di materia prima;
- La realizzazione di adeguate infrastrutture di trasporto.

Questi due presupposti permettono una corretta coesistenza e gestione delle attività di scambio (acquisto e vendita) della materia prima, assecondando le esigenze del mercato ed assicurando una remunerativa attività di trading grazie ai margini sviluppati dalla contendibilità del mercato.

Per comprendere le principali tipologie di contratti utilizzati nell'attività di trading, che prenderemo rapidamente in rassegna, è opportuno distinguere, come già sopra accennato, tra il trading fisico d'energia, ossia i contratti di compravendita il cui oggetto è il gas naturale, ed il trading finanziario, ossia la negoziazione di contratti derivati su tale materia prima (o sui relativi indici). In particolare, è utile evidenziare la valenza commerciale strategia che l'hub assume nella filiera del gas: la sua funzione economica è quella di rimediare alla rigidità della filiera attraverso lo stoccaggio in loco di gas proveniente da fonti diverse ed il facile accesso da qui alle utenze finali.

I contratti stipulati dal gestore di un hub hanno lo scopo di garantire liquidità al mercato, ed i più diffusi sono:

- *Il contratto di Wheeling*: in base al quale il gestore offre l'interconnessione di due gasdotti;
- *Il contratto di Parking*: in cui il gestore assume l'obbligazione di custodia del gas consegnato dal trader, che riconsegnerà in una data successiva;
- *Il contratto di Riserve Parking*: con cui il gestore dell'hub effettua l'immediata consegna al trader, rinviando il momento del pagamento ad una data futura: si tratta dunque di un'operazione di anticipazione finanziaria che, per tale motivo, viene anche detta *loaning*.

Accanto agli hub fisici, luogo in cui si sviluppa tale attività commerciale di spot trading di gas naturale, vi sono poi i cosiddetti hub virtuali, detti anche borse del gas. Si tratta di simulazioni di hub fisici, costituiti da un sistema accentrato di transazioni aventi a oggetto quantitativi di gas, che prescindono tuttavia dall'esatta localizzazione del gas negoziato. Le negoziazioni hanno infatti per oggetto titoli rappresentativi di quantitativi di gas oppure prodotti finanziari derivati dagli indici del gas. All'interno della borsa, esistono le seguenti principali tipologie di contratti:

- *Vendita spot*: prevede una consegna fisica del gas a breve;
- *Vendita forward*: vendita fisica di gas naturale la cui consegna avverrà in futuro;
- *Strumenti finanziari derivati*: fanno parte di questa categoria il *time spread*, il *terminal spread* ed i *futures* che permettono la gestione del rischio;
- *Contratti over-the-counter*: bilateralmente negoziati dalle parti, si dividono in *swap* ed *options*.

Lo scopo che l'hub virtuale intende raggiungere è quello di garantire una maggiore flessibilità sia nell'utilizzo di infrastrutture limitate sia nei contratti eccessivamente rigidi.

### 2.4.1.1 La borsa del gas

Per meglio conoscere i vincoli strutturali allo sviluppo di piattaforme commerciali a livello comunitario è necessario partire dalle condizioni strutturali che ancora oggi caratterizzano il mercato del gas naturale europei.

La sempre più importante dipendenza dalle importazioni dai paesi produttori, in particolare dai paesi extra UE, consente di comprendere le ragioni strutturali in base alle quali il mercato del gas naturale nei principali paesi europei si sviluppa attraverso contratti a lungo termine (del tipo take-or-pay) di approvvigionamento. La percentuale di contratti d'importazione che sono a disposizione dell'ex monopolista nazionale è molto elevata e di conseguenza la configurazione del mercato rispecchia, in quasi tutti gli stati membri, una situazione analoga a quello che si manifestava nella fase precedente alla liberalizzazione. Questa concentrazione risulta ridotta in quei paesi (come il Regno Unito) nei quali il processo di apertura dei mercati è stato accompagnato dall'imposizione di tetti antitrust e/o misure d'intervento strutturale in fase di privatizzazione. La durata di questi contratti varia mediamente dai 15 ai 20 anni. Sono quindi comprensibili le forti preoccupazioni espresse dalla commissione a causa delle rigidità nella fase d'approvvigionamento, in particolare, per le forniture provenienti dai paesi non appartenenti all'Unione.

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso forma nel 2007. Tra il 2008 ed il 2009 il Ministero dello Sviluppo Economico insieme all'autorità hanno definito le modalità di cessione delle aliquote. Con la legge n.99 del 23 luglio 2009, la gestione economica del mercato del gas è stata affidata in esclusiva al GME (Gestore dei Mercati Energetici) il quale, ai sensi della stessa legge ed entro sei mesi dalla sua entrata in vigore, ha assunto la gestione delle offerte di acquisto e vendita (e tutti i servizi connessi) secondo criteri di meritocrazia economica. La creazione del primo nucleo di borsa è avvenuta tramite il decreto del 28 marzo 2010 ("Modalità di offerta ed obblighi degli operatori nell'ambito della piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato") che ha dato avvio, a partire dal 10 maggio 2010, alla piattaforma di negoziazione per l'offerta gas (denominata P-Gas), un mercato organizzato per gli scambi di gas naturale volto al conseguimento di una maggiore concorrenzialità e flessibilità nel mercato all'ingrosso.

Sulla piattaforma sono trattati i volumi di gas connessi all'adempimento da parte degli importatori di gas italiani da Paesi extra-UE degli obblighi sanciti dal decreto Legge n.7/2007 (si tratta di quote, variabili dal 5% al 10%, del gas importato sulla base di contratti di approvvigionamento da Paesi extra-UE per i quali la necessaria autorizzazione ministeriale è stata rilasciata dopo il gennaio 2007) nonché la vendita dei volumi corrispondenti alle royalties dovute allo Stato da parte dei titolari delle concessioni di coltivazione nazionali. Agli operatori, anche diversi dagli importatori, è inoltre lasciata libertà di trattare sulla piattaforma ulteriori volumi di gas rispetto ai quantitativi obbligatori secondo modalità di offerta e di consegna stabilite dall'AEEG. Da dicembre 2010 il GME ha assunto la funzione di controparte centrale delle transazioni concluse dagli operatori sul mercato del gas naturale (articolato in mercato del giorno prima e mercato infragiornaliero) dove gli operatori possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti.

Perciò dal 10 maggio 2010, come definito da decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico, il GME gestisce la piattaforma per la negoziazione del gas naturale (P-GAS) su ciò gli

## 2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE

---

importatori offrono le quote con obbligo di offerta ed i titolari di concessioni di coltivazione di giacimenti vendono le aliquote dovute allo Stato. A questo si è recentemente aggiunto un ulteriore elemento necessario per il completamento di un vera e propria Borsa del gas (M-GAS): il 29 novembre 2010 il ministero ha approvato il regolamento del mercato del gas dove, a differenza della P-GAS, il GME svolge anche il ruolo di controparte centrale. L'M-GAS si articola in:

- Mercato del giorno prima del gas (MGP GAS) che si svolge in due fasi successive tra di loro:
  - Nella prima fase le negoziazioni si svolgono secondo le modalità di negoziazione continua;
  - Nella seconda fase secondo le modalità d'asta.

Sul MGP-GAS vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas di calendario successivo a quello in cui termina la sessione della negoziazione ad asta;

- Mercato infragiornaliero del gas (MI GAS) che si svolge in un'unica sessione secondo le modalità della negoziazione continua. Sul MI-GAS vengono selezionate offerte d'acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas corrispondente a quello in cui termina la sessione.

### 2.4.1.2 Mercati fisici e mercati virtuali

Le rigidità strutturali che impediscono una effettiva liberalizzazione dei mercati hanno trovato una soluzione nella realizzazione di un hub europeo del gas naturale. La regolazione dello sviluppo infrastrutturale dovrebbe quindi essere inserita nella prospettiva di garantire lo sviluppo fisico del mercato del gas naturale europeo:

- Lo sviluppo di un mercato europeo consentirebbe contestualmente di migliorare la trasparenza relativa alle problematiche di sicurezza degli approvvigionamenti;
- Una piattaforma autonoma del gas naturale consentirebbe di creare un sistema di prezzi di mercato per questa commodity, affrancandola così progressivamente dallo stretto legame storico con il prezzo del petrolio.

Un hub è il centro di una rete, il perno attorno al quale ruota il sistema, il punto di snodo principale dove il traffico converge per essere deviato e ridistribuito. Grandi hub sono quelli posti tra due metanodotti appartenenti a diversi sistemi di trasmissione che consentono il passaggio del gas dalla rete nazionale o regionale gestita da un operatore, a un'altra, in un altro paese e con un altro gestore (possono essere terminali costieri). L'importanza strategica che questi centri ricoprono nel mercato liberalizzato, tuttavia, non risiede tanto nella mera possibilità di trasferire i volumi di gas attraverso la struttura fisica, quanto nei servizi che possono essere offerti dai gestori dell'impianto di interscambio per consentire l'incontro tra domanda e l'offerta di gas ed agevolare le negoziazioni tra le parti, servizi quali l'acquisto, la vendita, il trasporto, lo stoccaggio, il trasferimento della proprietà, il trading anonimo, il parcheggio ed il bilanciamento. L'importanza che questi servizi rivestono oggi per gli operatori del mercato è tale che, accanto agli hub fisici, sono sorti hub virtuali (slegati dall'impianto di interscambio) o veri e propri



centri di mercato, che offrono un punto d'incontro per la domanda e l'offerta di gas naturale, di capacità di trasporto e di tutti i servizi correlati.

Gli hub sono sorti negli ultimi venti anni, spesso sotto la spinta dei regolatori, ma talvolta anche per l'iniziativa privata delle imprese di trasporto, in concomitanza con i processi di riorganizzazione e liberalizzazione del settore. La nuova definizione di hub del gas naturale è il luogo che agevolando fisicamente o virtualmente gli scambi di gas naturale, risulta indispensabile per l'efficiente funzionamento dei mercati aperti alla concorrenza. L'esperienza internazionale di sviluppo dei mercati del gas naturale ha dato luogo a due tipologie di hub spesso legate alle caratteristiche specifiche dei mercati nazionali in cui sono sorti.

**I mercati fisici del gas naturale** Non sono veri mercati ma semplici punti di snodo della rete di metanodotti in prossimità dei quali vengono offerti servizi di trasporto, stoccaggio, re-indirizzamento dei volumi di gas; la rapidità e l'efficienza di questi servizi è inoltre fondamentale per consentire lo sviluppo del trading di gas naturale. Questi hub sono spesso connessi non solo ai metanodotti ma anche a strutture di stoccaggio o ad impianti per il trattamento del gas. Alcuni sono localizzati vicino alle aree di offerta e si limitano ad indirizzare verso il mercato i volumi di gas ricevuti dalla rete ad alta pressione, altri sono situati nei punti di raccordo tra diversi sistemi di trasmissione del gas ed offrono servizi bidirezionali per ottenere il re-dispacciamento dei volumi. In Europa gli hub fisici si trovano alla frontiera tra due stati, dove le reti appartenenti a diversi Transmission System Operator s'incontrano; sono rappresentati da:

- Zeebrugge Hub (Belgio);
- CEGH (Central European Gas Hub, Austria).

Molti tra quelli che nel mercato incentrano sul monopolista integrato verticalmente erano meramente hub fisici, con il procedere del processo di liberalizzazione sono diventati naturali punti d'incontro tra domanda ed offerta di gas e servizi correlati.

La figura 2.17 mostra sinteticamente lo schema di un hub fisico del gas naturale.

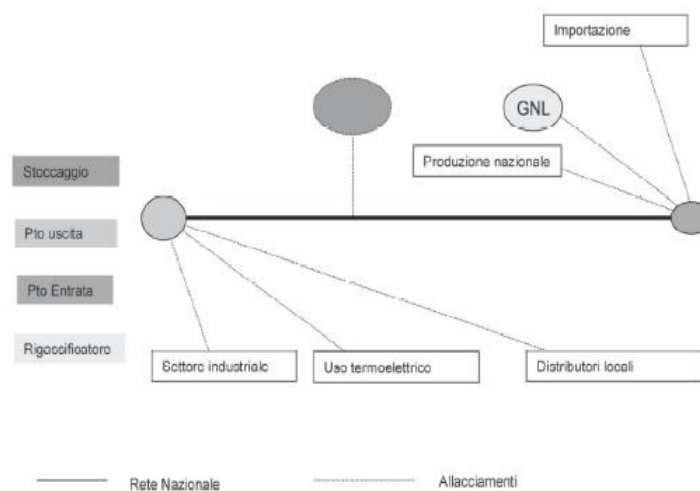


Figura 2.19: Rappresentazione schematica di un hub fisico del gas naturale

## 2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE

---

**I mercati virtuali del gas naturale** Non sono associati a snodi fisici particolari ma all'intero sistema di una rete di trasmissione nazionale o regionale. Questo è un vero e proprio mercato aperto alla concorrenza, all'interno del quale sono stati sviluppati particolari meccanismi per consentire ai partecipanti sia di scambiare il gas naturale ed i servizi correlati, sia di sfruttare gli strumenti di bilanciamento. In un hub virtuale gli operatori scambiano la proprietà del gas localizzato non in un punto preciso, di entrata o di uscita, ma in qualsiasi punto all'interno dell'area di competenza della rete. Ciò comporta un notevole vantaggio sotto l'assetto dell'omogeneità degli scambi, che non risentono della diversa provenienza del gas.

Il gas entra nella rete di trasmissione:

- Dai campi di produzione nazionale;
- Dai gasdotti d'importazione;
- Dai terminali GNL.

I punti d'uscita possono essere le centrali termoelettriche, i grandi utenti industriali o le società di distribuzione. Gli stoccaggi possono essere, di volta in volta, punti d'entrata o di uscita. Affinché gli hub virtuali possano operare efficacemente è necessario che la regolamentazione dell'industria, e delle tariffe di trasporto, in particolare consenta gli scambi di gas all'interno della rete.

La metodologia di tariffazione che appare più idonea, infatti è quella di tipo entry-exit: il venditore paga un prezzo perché il gas entri nel sistema di trasmissione l'acquirente paga un prezzo perché esca; il punto d'entrata (uscita) è uno dei luoghi nella rete di trasporto in cui il gas è fisicamente iniettato (rimosso) nel sistema. Ogni shipper è libero di scegliere i punti entrata e di uscita dal sistema e di pagare la tariffa relativa, ma deve assicurarsi che sia mantenuto un certo bilanciamento tra il volume di gas iniettato ed il volume fuoriuscito, salvo un certo margine di tolleranza. L'esistenza di un hub virtuale comporta necessariamente la presenza di una vera e propria borsa, perché le negoziazioni possono avvenire anche OTC (Over The Counter), cioè con scambi bilaterali ed informali. Poiché nella rete deve essere assicurato in ogni istante il bilanciamento tra domanda ed offerta, ogni volta che un venditore di gas debba fornire più di quanto pattuito (senza aver prenotato capacità di trasporto sufficiente) dovrà pagare delle penali.

Gli hub virtuali sono perciò punti convenzionali all'interno di un sistema infrastrutturale, nazionale o regionale, per lo scambio di gas tra gli operatori all'interno di un sistema di rete; in Europa ne esistono diversi, sviluppatisi nel corso degli anni:

- NBP (National Balancing Point, Regno Unito);
- TTF (Title Transfer Facility, Olanda);
- PEGS (Francia);
- Gaspool (Germania);
- PSV (Punto di Scambio Virtuale, Italia).

**Il punto di scambio virtuale** Tra tutte le soluzioni europee, il punto di scambio virtuale italiano rappresenta sicuramente un primo tentativo d'intervento per dare una maggiore flessibilità ad un mercato caratterizzato da forti rigidità. Esso offre infatti la possibilità di un utile strumento di bilanciamento commerciale e la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità.

Si tratta di un sistema che consente agli operatori di scambiare gas naturale attraverso un supporto informatico messo a disposizione da Snam Rete Gas (Il sistema è operativo dal 01/10/2003, la sua creazione segue una delibera 137/02 dell'Autorità: "Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di trasporto del gas e di norme per la predisposizione del codice di rete". Con questa delibera l'Autorità ha completato l'applicazione al principio del Third Party Access).

Il PSV è un hub virtuale dove gli operatori possono scambiare tutto il gas immesso nella rete di trasmissione nazionale. Il modello di riferimento è il NBP inglese, anche se ad oggi è ancora un riferimento lontano. Diversamente dal NBP, infatti, il PSV italiano non è un mercato centralizzato: gli scambi di gas avvengono tra i singoli operatori ed i prezzi, che si formano bilateralmente, rimangono riservati. Ad oggi gli scambi di gas attraverso questo sistema costituiscono un valido meccanismo di bilanciamento per gli shipper. Coloro che prevedono di trovarsi temporaneamente in eccesso o in difetto di gas naturale possono riequilibrare il portafoglio sfruttando i servizi disponibili al PSV. Le transazioni possono essere giornaliere (riguardano solamente un giorno gas) o multi-giornaliere (quando gli scambi interessano più giorni consecutivi), e sono effettuate esclusivamente sulla base di contratti Over-The Counter. Per giungere alla creazione di un vero e proprio hub, occorre l'implementazione di un processo in diverse fasi:

- La prima fase prevede la predisposizione di una piattaforma informatica per lo scambio di capacità di trasporto di gas naturale sulla base di accordi bilaterali tra gli utenti e nel rispetto dei criteri di bilanciamento stabiliti dalla delibera 137/02. L'AEEG ha attribuito al PSV, predisposto da Snam Rete Gas, la qualifica di mercato regolamentato e lo ha considerato idoneo a raggiungere il primo obiettivo;
- La seconda fase prevede la predisposizione di contratti standard che possano facilitare e velocizzare gli scambi definendo le clausole dei contratti e consentendo alle parti di concentrare l'attenzione solo sulla definizione di prezzo e quantità;
- Nella terza fase è prevista la creazione di un mercato giornaliero centralizzato di bilanciamento, sul modello inglese. L'introduzione di questo mercato permetterà di superare il sistema di penali per gli sforamenti della capacità utilizzata rispetto a quella assegnata previsto dalla delibera 137/02;
- La quarta prevede la realizzazione di una vera e propria borsa del gas.

Negli anni ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero di contrattazioni. Secondo le disposizioni dell'Autorità, dal novembre 2006 i trader possono effettuare transazioni presso l'hub nazionale, senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto.

## 2. LA FILIERA DEL GAS NATURALE

La figura 2.18 mostra il funzionamento di un hub virtuale.

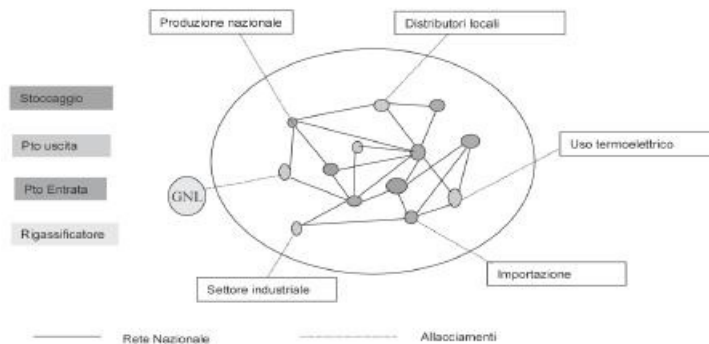


Figura 2.20: Rappresentazione schematica di un hub virtuale del gas naturale

### 2.4.2 Vendita al mercato finale

La vendita ai clienti finali è un'attività downstream della filiera del gas naturale dove la vendita del gas avviene sulla base di contratti di fornitura differenziati in base al tipo d'utenza cui si rivolgono (industriale o domestica) sia in base ai profili di consumo dell'utente.

Il primo contratto di fornitura (fornitura ai clienti industriali) stabilisce il consumo massimo agiornabile nel tempo, sulla base di una indicazione temporale che può essere giornaliera, oraria o di diversa natura per cui viene garantita una certa fornitura. Il contratto prevede la consegna ed il contestuale passaggio della proprietà in un determinato punto di consegna presso il quale viene posizionato un misuratore (contatore). Fino a quel punto il venditore è l'unico soggetto responsabile in merito a problematiche inerenti al trasporto o ad un'inadempienza di vario genere. Il contratto concluso con questa tipologia di clienti prevede una libertà pressoché totale della definizioni delle condizioni contrattuali (l'Autorità prevede tuttavia la possibilità di recedere anche unilateralmente il contratto con un congruo preavviso, mai superiore ai sei mesi, per quei contratti di durata pluriennale, mentre il limite diminuisce a tre mesi per i contratti annuali. Il termine di preavviso si riduce ulteriormente a trenta giorni per i clienti idonei a seguito del 1 gennaio 2003) tra le parti a condizione che il venditore non si trovi in una condizione di dominanza nel mercato della vendita, situazione che potrebbe portare problemi di natura anti-trust. Il segmento più tutelato, perché ritenuto maggiormente sensibile, è quello della vendita ai piccoli clienti, ovvero ai clienti domestici. Questo segmento della filiera dalla sua nascita (avvenuta come si è detto con la separazione dall'attività di distribuzione) a oggi ha vissuto fasi alterne e diversi momenti critici che sono stati lo specchio delle rigidità che hanno impedito l'effettivo instaurarsi di un mercato, ovvero di un efficiente confronto concorrenziale. Non a caso l'autorità ha ritenuto di dover introdurre, transitoriamente ancor prima della creazione di tale nuovo segmento libero della filiera, un vincolo di natura prettamente regolatoria in capo alle stesse società di vendita. Queste ultime infatti nel rapportarsi con i clienti del cosiddetto ex mercato tutelato (la fascia più debole dei clienti finali, in sostanza la clientela domestica) hanno l'obbligo di fornire, contestualmente alle proprie proposte commerciali, anche un prezzo di riferimento calcolato in base ai parametri predeterminati dallo stesso regolatore (l'AEEG ha

determinato i criteri di definizione tariffari della fornitura di gas naturale ai clienti finali con i seguenti provvedimenti: delibera 138/03 del 4 dicembre 2003 e successiva riforma in seguito all'emanazione della delibera 121/04 del 20 luglio 2004).

La definizione delle condizioni economiche di riferimento è un'operazione molto complessa, ove sono in gioco interessi contrapposti, e rischiosa, in quanto potenzialmente distorsiva della concorrenza. Infatti in un mercato come quello italiano afflitto da scarsa liquidità e allo stesso tempo ancora dominato dall'ex monopolista, l'imposizione di meccanismi regolatori unitamente agli ingenti costi della materia prima ed alle ridotte capacità di stoccaggio provocano dei margini di profitto eccessivamente ridotti per la maggioranza delle società di vendita. Questa situazione costituisce una significativa barriera all'ingresso per gli operatori nuovi entranti a vantaggio dell'operatore incumbent, che può contare sul proprio potere di mercato che gli consente di ottenere prezzi d'approvvigionamento notevolmente più convenienti. Occorre inoltre sottolineare come l'Autorità abbia inizialmente previsto (a partire dal 2003) che nessun soggetto possa vendere direttamente ai clienti finali più del 50% del totale dei consumi nazionali. Queste limitazioni sulle quote sono cessate nel 2010, anno in cui l'autorità prevedeva il raggiungimento di una piena liberalizzazione ed apertura alla concorrenza del mercato.



---

# Capitolo 3

## Tecnologie per l'estrazione

Nel seguente capitolo analizzeremo nel dettaglio le varie tecnologie precedentemente citate in modo da avere un quadro generale delle apparecchiature e dei sistemi utilizzati nella fase di esplorazione e nella fase di coltivazione.

### 3.1 Esplorazione

Per ricercare ed estrarre dal sottosuolo gli idrocarburi è indispensabile la conoscenza dettagliata della geologia, della geografia e dell'oceanografia. Occorre ricostruire l'evoluzione geologica di una regione non solo per stabilire se nel sottosuolo esistano rocce madri, sepolte ad una profondità tale da consentire la formazione di idrocarburi, e rocce serbatoio, ma anche per determinare se sono presenti strutture che hanno consentito la migrazione e l'intrappolamento degli idrocarburi. La topografia e la geografia di superficie sono importanti sia per gli aspetti logistici relativi all'esplorazione geofisica ed alla perforazione sia nelle fasi successive di produzione, costruzione di pipeline ed infrastrutture di superficie.

#### 3.1.1 Prospezione

Le proprietà fisiche del sottosuolo vengono studiate con metodologie geofisiche, effettuando specifiche misurazioni. Alle informazioni così ottenute si sommano quelle ricavate direttamente dalle registrazioni elettriche, acustiche e radioattive eseguite in pozzo. Quest'attività può essere svolta in vari modi:

- *Prospezione gravimetrica*: costituisce un metodo geofisico impiegato nella mappatura delle densità rocciose e nella ricerca di cavità o grotte tramite l'analisi delle deformazioni del campo gravitazionale terrestre;
- *Prospezione magnetica*: tramite questo metodo, in maniera diversa dal precedente, si cercano anomalie lungo il campo magnetico terrestre;
- *Prospezione sismica*: tramite questo studio si cerca di comprendere la conformazione del sottosuolo tramite una serie di esplosioni sismiche indotte da delle cariche opportunamente disposte;
- *Prospezione elettrica*: si usano degli elettrodi fissati al suolo che misurano le proprietà elettriche delle rocce presenti nel sottosuolo;

### 3. TECNOLOGIE PER L'ESTRAZIONE

---

- *Prospezione telemetrica*: si usano delle immagini ricavate da rilevamento satellitare o infrarosso e, tramite la loro interpretazione e la loro analisi, si riesce a comprendere la natura del sottosuolo.

Analizziamo nel dettaglio i singoli tipi di prospezione.

#### 3.1.1.1 Prospezione gravimetriche

Le prospezioni gravimetriche sono un'analisi dettagliata delle anomalie dell'accelerazione di gravità prodotte da contrastanti densità tra corpi presenti nel sottosuolo, che portano il campo gravitazionale a discostarsi in modo sensibile dal campo gravitazionale teorico, calcolato per una distribuzione omogenea delle masse all'interno della Terra e conseguente all'azione combinata dell'attrazione gravitazionale e della forza centrifuga dovuta alla rotazione della Terra stessa. Un'anomalia positiva segnala la presenza di un corpo con densità maggiore rispetto a quella dell'ambiente circostante ed è indicata da variazioni molto piccole della gravità, rilevate solo da strumenti molto sensibili. L'obiettivo della prospezione gravimetrica consiste dunque nella misura dei segnali legati alle eterogeneità nella distribuzione delle masse interne. Per raggiungere questo scopo si deve confrontare l'accelerazione di gravità misurata, alla quale contribuiscono tutte le masse che costituiscono la Terra e la forza centrifuga, con il valore teorico della gravità normale di riferimento. In questo modo la gravimetria, ed in particolare la microgravimetria, consente di ricostruire i principali lineamenti strutturali dei bacini sedimentari: estensione, spessore, presenza di domi salini, plutoni intrusivi, dislocazioni o faglie. Le strutture più profonde coinvolgono grandi volumi di roccia e di conseguenza l'estensione e l'ampiezza del segnale gravimetrico sono elevate. Viceversa, le strutture più superficiali interessano volumi più piccoli e quindi l'estensione e l'ampiezza del segnale sono minori. La misurazione della gravità ( $g$ ) può essere eseguita mediante gravimetri assoluti o relativi. La misura assoluta dell'accelerazione di gravità s' esegue con metodi balistici con cui si raggiungono precisioni dell'ordine di una parte su miliardo. Si osserva il moto di un corpo soggetto al solo campo di gravità, in caduta libera o lanciato verticalmente verso l'alto in una camera ove si è fatto il vuoto, la cui posizione è rilevata tramite interferometria laser. Nella prospezione le misure gravimetriche sono eseguite in modo sistematico, in terra, in mare o per via aerea, in punti regolarmente distribuiti su griglie in modo da coprire l'area da esplorare. I gravimetri relativi sono essenzialmente costituiti da una massa appesa ad una molla elicoidale. La forza d'attrazione gravitazionale su una massa costante cambia infatti ad ogni variazione del campo gravitazionale. In genere si usano gravimetri astatici che operano con un sistema mobile in condizioni prossime all'instabilità, di modo che piccole variazioni della gravità producano grandi movimenti. Questi strumenti sono caratterizzati da un lungo periodo d'oscillazione e la loro sensibilità è proporzionale al quadrato del periodo. Lavorando molto vicino al punto d'instabilità, il periodo diventa più lungo, perché la forza della molla principale è bilanciata da una forza contraria data da una molla antagonista. Per produrre una carta finale dell'anomalia di gravità in ogni punto d'osservazione deve essere determinata la differenza di gravità rispetto ad almeno un punto di base (fisso), dove il valore assoluto di  $g$  è noto, e devono essere calcolate correzioni per i contributi generati da sorgenti note che possono essere rimossi.

#### 3.1.1.2 Prospezione magnetica

Il metodo di prospezione magnetica è impiegato già da diversi anni, principalmente per le ricerche minerarie. Il metodo consiste nel misurare, in una serie di posizioni, le anomalie locali



del campo magnetico terrestre. Misurato il campo magnetico totale (o le sue componenti) ed eliminate con un processo di filtraggio, le influenze attribuibili a fattori regionali, si ottengono le anomalie residue, che permettono di risolvere ed identificare i corpi magnetici locali. Per molti aspetti il metodo è simile a quello gravimetrico, anche se matematicamente più elaborato e presenta maggiori difficoltà perché il campo magnetico terrestre ha una distribuzione più irregolare ed è inoltre fortemente variabile nel tempo. Da un punto di vista geologico, il rilevamento magnetometrico consente di acquisire informazioni sui caratteri strutturali e sulla profondità del basamento suscettivo e quindi, indirettamente sullo spessore della successione sedimentaria presente al di sopra di esso, e di evidenziare la presenza di corpi vulcanici o plutonici entro la serie sedimentaria, localizzando dimensioni e profondità. I parametri che interessano la prospezione sono l'intensità del campo magnetico e le sue componenti: questi sono nettamente influenzati dalla presenza nel sottosuolo di minerali magnetici concentrati nelle rocce. Le anomalie osservate possono essere estremamente elevate, superiori allo stesso livello del campo magnetico terrestre se la prospezione viene eseguita in corrispondenza di concentrazioni di minerali magnetici, come ad esempio la magnetite, o anche su affioramenti di rocce effusive basiche; su questi terreni i valori possono variare bruscamente anche per spostamenti limitati. In generale però è possibile costruire una carta delle isoanomalie magnetiche appoggiandosi su di una rete di stazioni analoga a quella richiesta per la prospezione gravimetrica. Nei casi più favorevoli la forma delle isoanomalie dà indicazioni sulla forma ed estensione del corpo magnetizzato; se questo, però, possiede oltre al magnetismo derivante dall'induzione del campo magnetico terrestre anche un suo proprio magnetismo con relativa polarità, l'interpretazione delle isoanomalie è più complessa e incerta. La prospezione magnetica viene eseguita con bilance magnetiche o con magnetometri a induzione, a nucleo saturabile e a pressione nucleare. Il principale vantaggio della prospezione magnetica è quello di poter essere fatta tramite ricognizione aerea: ciò permette rapidità d'esecuzione anche per grandi estensioni e la possibilità di esplorare qualunque tipo di terreno. La prospezione magnetica viene utilizzata per determinare la posizione e l'estensione d'ammassi endogeni eruttivi e, in collegamento con la prospezione gravimetrica, i lineamenti strutturali profondi di una regione. L'uso che dà migliori risultati, però riguarda la ricerca e la localizzazione di giacimenti di minerali magnetici sia entro rocce cristalline sia dispersi in depositi sedimentari.

### 3.1.1.3 Prospezione magnetotellurica

La prospezione magnetotellurica consiste nella misura delle variazioni temporali del campo elettromagnetico naturale. È un metodo di indagine passivo e non richiede sorgenti artificiali. Le onde elettromagnetiche a bassa frequenza dei fronti d'onda incidenti, in grado di compiere elevate penetrazioni entro i terreni, sono influenzate dalle anomalie di resistività che si possono estendere orizzontalmente o verticalmente e che producono un campo elettromagnetico secondario, le cui caratteristiche dipendono in realtà dall'andamento della conduttività dei terreni. La definizione e la descrizione di questi campi secondari costituiscono un mezzo per conoscere la struttura geotettonica del sottosuolo. Eseguendo più misurazioni lungo un profilo è possibile ottenere una sezione che mostra le proprietà elettriche del terreno. Si possono rappresentare spessori compresi tra poche decine di metri e parecchie decine di chilometri. La profondità d'investigazione è approssimativamente proporzionale alla radice quadrata del periodo di propagazione dell'onda a causa del ben noto "effetto pelle" dei campi elettromagnetici. La prospezione magnetotellurica è strettamente collegata alla penetrazione dell'energia elettromagnetica nel sottosuolo ed i rilevamenti possono essere effettuati sia a terra sia in mare. L'acquisizio-

ne dipende dalla strumentazione adottata, dal tipo di terreno e dalla e dalla sua accessibilità, dai rumori ambientali, dalla profondità di indagine del progetto. Uno sviluppo recente di questa tecnica è il metodo EMAP (ElectroMagnetic Array Profiling) che è in grado di effettuare misure continue e di rimuovere gli effetti legati alle disomogeneità più superficiali. Mediante elaborazione in tempo reale si ottengono curve di resistività apparente-frequenza e quindi si ha la possibilità di controllare passo passo il lavoro, aumentando l'efficienza della prospezione. Per misurare il campo magnetico si usano bobine ad induzione. Per il campo elettrico si usano dipoli interrati con lunghezza da 50 a 500 metri, in dipendenza dalle condizioni geologiche, dalle caratteristiche di amplificazione dell'apparecchiatura di acquisizione e dalla banda d'acquisizione. Gli elettrodi sono di tipo non polarizzabile. La magnetotellurica, oltre ad essere un metodo relativamente economico, è esaurientemente risolutiva in aree con situazioni geologiche difficili, che presentano problemi per l'utilizzo dei metodi sismici, o in aree non ancora indagate che richiedano elementi di riconoscimento delle loro potenzialità per sviluppare l'esplorazione petrolifera di dettaglio come per le strutture geologiche complesse o gli ambienti geologici a evaporiti e/o vulcaniti-basaltiti.

#### 3.1.1.4 Prospezione sismica

La prospezione sismica studia la propagazione nel sottosuolo di onde sismiche prodotte artificialmente. Il parametro misurato è il tempo di propagazione e, di conseguenza la velocità delle onde che dipende per ogni tipo di onda dall'elasticità e dalle formazioni rocciose attraversate. La velocità dell'onda sismica varia da roccia a roccia: in genere risulta più veloce nelle rocce dense, più lente nelle rocce incoerenti e minima nelle rocce molto alterate. Il sisma è prodotto con l'esplosione di una carica a piccola profondità, secondo le norme dell'elenco degli esplosivi, degli accessori detonanti e dei mezzi di accensione riconosciuti idonei all'impiego delle attività estrattive del Ministero dello Sviluppo Economico, oppure, se si devono esplorare strati poco profondi, da masse battenti sul terreno. Le onde generate vengono rilevate da speciali sismometri, detti geofoni, opportunamente disposti. Le onde elastiche quando incontrano superfici di contatto di diversa densità, in parte passano nell'altra formazione rifrangendosi, in parte tornano verso l'alto. Secondo il tipo di onda studiata si possono pertanto avere due tipi di prospezione sismica: la sismica di rifrazione e la sismica di riflessione. La prima viene usata per esplorare profondità non molto elevate, da qualche centinaio di metri fino a uno o due chilometri nel sottosuolo. Il dispositivo di misura è costituito da una carica d'esplosivo interrata in un pozzetto che va dal mezzo metro ai cinquanta metri di profondità, se le cariche sono molto potenti si usano gruppi di sei, dodici o ventiquattro geofoni disposti in un allineamento ed un apparato registratore collegato ai geofoni su cui si registrano i sismogrammi. Con la prospezione è possibile realizzare l'esplorazione a grandi profondità, fino a otto chilometri, con cariche esplosive proporzionalmente più piccole rispetto a quelle della sismica di rifrazione. L'onda sismica prodotta dallo scoppio si propaga nel sottosuolo con velocità diverse secondo la natura delle rocce. Quando incontra la superficie di contatto tra due diversi strati di roccia, si riflette con un angolo di riflessione uguale all'angolo d'incidenza. L'onda riflessa viene raccolta in superficie da un gruppo di geofoni situati simmetricamente alla sorgente del sisma, secondo una disposizione che può essere lineare, circolare o radiale. Tramite questo sistema si possono creare due grafici: il diagramma dei tempi e il diagramma delle profondità. Nel primo grafico si hanno in ordinate i tempi percorsi e in ascisse i punti d'esplosione: per ogni punto di scoppio i tempi dei percorsi corrispondono a diverse superfici riflettenti che vengono rappresentate da piccoli segmenti la cui inclinazione corrisponde all'inclinazione della superficie riflettente. In

genere l'insieme dei segmenti dà visivamente la configurazione della struttura riflettente. La profondità si ottiene invece dal secondo grafico ove si sostituiscono ai tempi, in ordinata, le profondità calcolate. Il risultato finale porta alla rappresentazione completa di forma e profondità della struttura profonda. Le applicazioni della sismica di riflessione sono numerose e sono in genere in relazione con la ricerca di orizzonti guida utili per ricostruire la stratigrafia e la tettonica profonda, specie nella prospettiva petrolifera di bacini sedimentari, anche sottomarini.

### 3.1.1.5 Prospezione elettrica

La prospezione elettrica è un altro sistema usato per mappare il sottosuolo, essa si basa sulla misura di grandezze e proprietà elettriche possedute dai minerali e dalle rocce e può essere realizzata con metodi diretti, usando potenziali e correnti provocati da sorgenti artificiali d'elettricità. I metodi diretti si basano sul fatto che la parte più superficiale della crosta terrestre è sede di potenziali spontanei che sono essenzialmente di tre tipi: elettrochimici, di filtrazione e di diffusione. I primi sono connessi con la presenza nel sottosuolo di giacimenti di minerali conduttori in via d'alterazione nella parte più superficiale (zona d'ossidazione); in queste condizioni si generano potenziali dell'ordine tra i cento millivolt e il volt, che possono essere individuati in superficie attraverso misure di potenziali eseguite sistematicamente lungo i profili o reticolati prefissati. Questo tipo di prospezione si usa soprattutto per la ricerca di carbone e solfuri di rame o di ferro, in altre parole sostanze con potenziali elettrochimici molto elevati. I potenziali di filtrazione, legati a particolari condizioni idrogeologiche e climatiche, trovano impiego nella prospezione di terreni in climi aridi, specie per determinare l'andamento della falda freatica, la cui variazione di livello possono essere seguite per mezzo dei potenziali generati dall'acqua che sale in superficie per capillarità. Questi potenziali, come quelli di diffusione, sono usati soprattutto per il carotaggio elettrico di pozzi. Un altro tipo di prospezione elettrica con metodi diretti è quello connesso allo studio delle correnti telluriche: queste correnti fluiscono in modo laminare su vastissime estensioni e la loro direzione e intensità dipendono, oltre che da altri fattori, dalla resistenza elettrica e dallo spessore della coltre sedimentaria che ricopre il substrato roccioso compatto; in particolare, le loro oscillazioni aumentano d'ampiezza in corrispondenza di un salto strutturale del fondo roccioso. Da qui l'utilità di questa prospezione per avere indicazioni, molto relative, sulla tettonica sepolta e sullo spessore dei sedimenti di un bacino. La prospezione elettrica per mezzo dei potenziali spontanei e delle correnti telluriche permette solo interpretazioni qualitative; al contrario, i metodi indiretti si prestano a interpretazioni più precise e sicure. Molto usato è il metodo basato sulla resistività del terreno; ovvero la misura della resistenza incontrata da una corrente elettrica nell'attraversare una formazione rocciosa; il suo valore dipende dalla porosità e dalla permeabilità delle rocce e dal rapporto tra la resistività del mezzo solido e del mezzo fluido in esso contenuto. Misurando la resistività si possono avere quindi informazioni sul sottosuolo. Questi sondaggi possono essere divisi in due categorie: i sondaggi elettrici verticali, i profili e le carte di resistività. Con i sondaggi elettrici si studia dalla superficie come varia la resistività del sottosuolo lungo una verticale: il metodo di misura consiste nell'immettere nel sottosuolo corrente elettrica fornita da un generatore tramite due elettrodi infissi nel terreno; la distanza tra gli elettrodi viene via via aumentata fino a qualche centinaio di metri lungo una direzione prestabilita (stendimento) per permettere alle linee di corrente di scendere a una profondità maggiore. Al centro dello stendimento viene posto uno strumento che misura il campo prodotto dalla corrente. Il rapporto tra il campo e l'intensità fornisce la resistività del terreno. Con i valori ottenuti si crea un diagramma, o curva della resistività che, confrontato con curve della resistività precalcolate, fornisce la resistività

vera delle diverse formazioni ed in aggiunta la profondità e lo spessore delle stesse. Poiché alla resistività si può fornire anche valore litologico, è possibile costruire la stratigrafia del sottosuolo. Questo metodo permette di raggiungere qualche centinaio di metri nel sottosuolo ed è soprattutto impiegato nella ricerca idrogeologica in terreni alluvionali per indicare le falde idriche, ma può essere usato, assieme ad altri metodi, per individuare il substrato roccioso coperto da depositi sedimentari o quando si voglia determinare il piano di scivolamento di materiale franoso o incoerente. Con i profili e le carte di resistività si può invece esplorare il sottosuolo a profondità costante. In pratica si usa l'apparato di misura precedentemente descritto mantenendo però distante la distanza tra gli elettrodi e spostando tutto il sistema secondo una direzione prefissata. Elaborando le misure secondo più profili si disegna una carta della resistività con la quale si può seguire l'andamento di una particolare formazione rocciosa o riconoscere faglie sepolte sotto una copertura detritica. Un altro tipo di prospezione elettrica è quello delle linee equipotenziali. Schematicamente consiste nel costruire, dopo numerose misure, delle carte in cui sono tracciate delle linee che uniscono i punti del terreno con lo stesso valore di potenziale di un campo elettrico appositamente provocato. L'andamento anomalo di queste linee segnala l'esistenza nel sottosuolo di un corpo conduttivo.

#### **3.1.1.6 Prospezione telemetrica**

Un sistema che ultimamente si sta affermando, è il telerilevamento che si basa su foto-aeree che usano i raggi infrarossi, oppure satelliti o sensori multibanda. La fotografia aerea viene usata per ottenere una mappatura e classificazione degli ambienti costieri, cambiamenti nella linea della costa o per l'identificazione preliminare di morfologie sommerse a piccole profondità, dai quindici ai venti metri. Questo sistema tuttavia presenta alcuni problemi: la scala di misurazione, poiché gli aerei non possono sempre volare ad altezza costante, la distorsione radiale delle lenti, la necessità che non vi sia copertura nuvolosa ed l'esecuzione dei rilevamenti solo in alcune ore della giornata. Similmente si possono usare foto da stazioni orbitali o shuttle. Il problema legato alle analisi delle immagini da satellite è legato al costo delle medesime e all'inaccessibilità di alcuni dati poiché usati nell'ambito militare. In genere i dati ottenuti tramite remote sensing si usano per studiare dati su grande scala, indicatori di condizioni geologiche e processi dinamici delle zone costiere mentre in aree di mare aperto con acque profonde si usano per studiare la circolazione e le correnti oceaniche o i processi legati alla produttività primaria superficiale.

#### **3.1.1.7 Altri tipi di prospezione**

Vi sono anche altri tipi di prospezione geofisica, tra i più noti ricordiamo la prospezione elettromagnetica, che si basa sullo studio di campi magnetici indotti nel terreno mediante correnti alternate e la prospezione radiometrica che studia l'intensità delle radiazioni emesse da minerali e da determinate rocce. Questo tipo di prospezione viene eseguita nel carotaggio di pozzi già rivestiti da tubi metallici o quando il fango di perforazione è troppo conduttivo, oppure prospezioni termiche dove a seguito della realizzazione di alcuni pozzi campione, viene inserita al loro interno una sonda di temperatura; dal confronto tra il flusso termico che si viene a creare tra i differenti pozzi si può risalire alla conducibilità termica del materiale presente nel sottosuolo e di conseguenza effettuare un'analisi di prima battuta della sua composizione.

### 3.1.2 Carotaggio

Nel carotaggio si effettuano delle perforazioni a diametro ridotto, al fine di procedere all'esatta ricostruzione della colonna stratigrafica del sottosuolo, e perforazioni di prova, per raggiungere il presunto orizzonte produttivo al fine d'accertare l'effettiva presenza d'idrocarburi e la loro qualità; questi ultimi pozzi devono essere progettati per poter successivamente servire alla produzione. Durante la perforazione si prelevano campioni (carote), tramite alcuni strumenti detti carotieri, che vanno attentamente esaminati per le successive correlazioni tra pozzo e pozzo ed eventualmente tra bacini sedimentari diversi, allo scopo di localizzare i livelli sedimentari più produttivi. Il carotiere, usato prevalentemente nel carotaggio meccanico, è un utensile usato per prelevare masse lapidee naturali per quanto possibile complete. Esistono diversi tipi di carotiere:

- *Carotieri di fondo*: operanti al fondo del pozzo in escavazione e sono impiegati sia nelle perforazioni a percussione sia in quelle a rotazione. Per le prime si usano carotieri a doppio tubo o, più comunemente, carotieri a fustella, costituiti essenzialmente da un corpo tronco-conico, avente un foro cilindrico lungo l'asse, il quale avvitato a un'asta pesante e lasciato cadere in fondo al pozzo, preleva campioni di roccia che rimangono incastrati nella cavità. Per perforazioni a rotazione si ricorre a carotiere costituiti essenzialmente da un elemento cilindrico avente l'orlo tagliente o seghettato o a trivelle o a coda di pesce nel caso di rocce relativamente tenere, con corona a lame o a denti o a rullo per rocce di media durezza, con corona di diamanti per rocce dure;
- *Carotieri di parete*: sono operanti sulle pareti del pozzo. Il carotiere più usato è il carotiere a fucile, costituito da una barra cilindrica di acciaio avente una serie di fori lungo una generatrice, dai quali sono sparate fustelle contro le pareti del pozzo. Le fustelle incorporano i campioni che sono poi recuperati mediante appositi dispositivi di cui è dotata la sbarra.

È possibile disporre a raggiera piccoli carotieri che possono essere proiettati contro le pareti del foro mediante cariche esplosive e recuperati per mezzo di cavetti. Per indicare diversi metodi d'indagine condotti lungo i fori di sonda senza ricorrere al prelievo di carote, ma allo scopo di ottenere dati sulle caratteristiche delle formazioni rocciose interessate, dalla perforazione tramite la misurazione di grandezze fisiche (elettriche, elastiche, radioattive, termiche, ecc.) eseguite mediante apposite apparecchiature calate nel foro, si usa il termine carotaggio geofisico. Per le tecniche impiegate nei diversi tipi di carotaggio, di cui i più diffusi sono quelli elettrici (carotaggio del potenziale spontaneo, carotaggio della resistenza), radioattivi (carotaggio della radioattività naturale; carotaggio neutronico; carotaggio della densità) e sismici. Molto importante inoltre è l'esame micropaleontologico delle carote che dà indicazioni sull'ambiente di formazione delle rocce e ne individua l'esatta posizione stratigrafica; importanti sono anche i carotaggi geofisici eseguibili contemporaneamente alla perforazione del pozzo. Si compie quindi, con l'elaborazione di tutti i dati raccolti, la valutazione dell'entità e dell'estensione del giacimento per programmare il numero e l'ubicazione dei pozzi produttivi. Il carotaggio può quindi essere di due tipi:

- *Carotaggio meccanico*: tramite dei carotieri si estraggono delle carote e le si analizza in laboratorio;
- *Carotaggio geofisico*: si eseguono delle misurazioni fisiche delle formazioni rocciose quando si esegue una perforazione.

#### 3.1.2.1 Carotaggio meccanico

Il carotaggio meccanico continuo è un'operazione che consiste nel prelevare campioni di roccia da quali è possibile determinare la litologia e la paleontologia allo scopo di stabilire l'età, verificare la natura dei fluidi presenti e l'esistenza di fratture o cavità, e determinare la giacitura degli strati rocciosi. Altri studi sulle carote sono effettuati in laboratorio e consistono nella determinazione della granulometria, della porosità e della permeabilità al fine di stabilire il comportamento idraulico della roccia. Ci si serve per tali prelievi di un'attrezzatura speciale costituita da utensili detti carotieri di forma e struttura adatte al tipo di roccia (tenera, media o dura) da saggiare, che sono applicati al posto dello scalpello di una macchina perforatrice. Sia nel sistema di perforazione a percussione sia in quello a rotazione, il carotiere opera intagliando e isolando un cilindro di roccia, coassiale al pozzo di perforazione, e poi distaccandolo. Questo tipo di misura è molto lunga e complessa per la necessità di riportare in superficie, quando il carotiere si è completamente riempito, l'intera batteria di perforazione. Per ovviare a questo inconveniente sono state studiate soluzioni alternative come l'impiego di carotieri di diametro esterno inferiore a quello interno della colonna delle aste, in modo da consentirne il recupero per mezzo di un cavo, o la risalita della carota, ridotta in spezzoni, nel condotto interno delle aste per mezzo della spinta idrostatica del fango di perforazione a circolazione invertita. Il carotaggio meccanico può essere fatto in due modi:

- *Modo discontinuo*: allo scopo di prelevare di tanto in tanto campioni a profondità scelte in base alle indicazioni fornite da apposite apparecchiature capaci di segnalare variazioni, anche minime, delle proprietà litologiche;
- *Modo continuo*: per ottenere una campionatura ininterrotta lungo tutta la perforazione, da cui poi ricavare la colonna stratigrafica della zona in esame. Il metodo di carotaggio continuo, possibile solo con impianti di perforazione a rotazione, è indicato soprattutto nel caso di operazioni di ricerca in regioni geologicamente poco o per niente conosciute. Anche con l'impiego di tipi di carotieri più complessi e perfezionati è difficile riuscire a recuperare più dell'80% della lunghezza perforata; se poi la formazione perforata comprende rocce fratturate o strati teneri e incoerenti il recupero scende anche sotto il 50%.

Nelle perforazioni a grande profondità, oltre i 3000m, si ricorre al carotaggio laterale, che consente il prelievo di carote di piccola lunghezza lateralmente al foro nella parte non ancora tubata dello stesso. Il prelievo di queste carote si rende necessario quando occorrono campioni per interpretare o controllare le indicazioni dei carotaggi geofisici. Per l'esecuzione del carotaggio laterale si impiega un'apparecchiatura comprendente un piccolo carotiere che può essere deviato contro la parete del foro con un'inclinazione di circa 30° rispetto all'asse del pozzo. Carote di lunghezza inferiore al diametro del pozzo possono essere estratte in direzione circa normale all'asse del pozzo ricorrendo a piccole sonde a corona diamantata azionate da delle motrici elettriche e calate nel pozzo in modo da poter operare in senso orizzontale.

#### 3.1.2.2 Carotaggio geofisico

Il carotaggio geofisico è basato sulla misurazione effettuata in superficie di alcune proprietà fisiche delle formazioni rocciose attraversate da una perforazione; ne esistono di diversi tipi.

### 3.1.2.3 Carotaggio elettrico

Il carotaggio elettrico spesso denominato log elettrico, è basato sulla misura diretta del potenziale spontaneo e della resistività degli orizzonti rocciosi attraversati dalla perforazione. Il potenziale spontaneo che si genera (PS) è il risultato del potenziale elettrochimico tra l'acqua a diversa salinità contenuta nella roccia e quella del fango di perforazione. La misura è effettuata mediante due elettrodi, di cui uno è posto in superficie, in genere nella vasca contenente i fanghi di perforazione, l'altro nel pozzo a diversa profondità; essa dà indicazioni essenzialmente sulla permeabilità delle rocce interessate dalla perforazione. La resistività elettrica è funzione non solo delle caratteristiche della roccia, ma soprattutto dei fluidi che sono in essa presenti e in particolar modo del contenuto in elettroliti. La misura della resistività è fatta immettendo nel pozzo una sonda con tre elettrodi: una corrente d'intensità nota è mandata a due elettrodi, generando una differenza di potenziale con il terzo elettrodo, che è registrata man mano che la sonda si muove nel pozzo. Questa differenza di potenziale è direttamente proporzionale alla resistività di una determinata zona costituita dall'insieme fango-roccia. La resistività nelle rocce e nei sedimenti è piuttosto variabile; essa è molto alta nelle rocce compatte come calcari e gessi, è bassa nelle rocce impermeabili (argilla, marne) mentre nei sedimenti come le sabbie e le ghiaie, che presentano elevata porosità e permeabilità, i valori sono funzione della struttura della roccia e dei fluidi contenuti (acqua o idrocarburi). Misure più dettagliate di resistività sono ottenute anche usando altri tre tipi di sonda che caratterizzano i carotaggi detti microlog, lateralog, microlateralog. Il primo permette di misurare la resistività di porzioni limitate di roccia che, essendo poco spesse, non sarebbero individuate dal carotaggio convenzionale. Il laterlog è usato per misurare la resistività reale delle rocce in modo da non tener conto d'influenze estranee ed è particolarmente utile quando si hanno strati rocciosi molto sottili. Il microlateralog è particolarmente indicato quando si hanno rocce molto compatte (calcari e dolomie) e quando si vogliono mettere bene in evidenza le differenze di resistività tra strati porosi e permeabili e strati non porosi e poco permeabili. Quando si ha a che fare con pozzi perforati ad aria, oppure con fanghi non conduttori si ricorre al carotaggio elettrico induttivo (dipmeter log) che è particolarmente usato soprattutto per formazioni argillose-sabbiose poco resistive. Pur non essendo un vero e proprio carotaggio elettrico, esso usa una sonda con un gruppo d'elettrodi calata in un pozzo, al fine di valutare contemporaneamente l'inclinazione e la direzione degli strati, nonché individuare faglie, pieghe e strutture sedimentarie a media e a grossa scala.

### 3.1.2.4 Carotaggio radioattivo

Il carotaggio radioattivo è basato sulla radioattività naturale e su quella che può essere indotta usando particolari sorgenti di radiazioni ed ha il vantaggio di poter essere utilizzato anche quando il pozzo è tubato. I metodi usati sono sostanzialmente il diagramma dei raggi gamma (gamma ray log) e il diagramma neutronico (neutron log). Con il primo metodo sono registrati i raggi gamma che sono emessi naturalmente dalle rocce, i quali hanno la loro origine dal decadimento radioattivo di elementi come l'uranio, il torio e il potassio, riconoscendo così i diversi litotipi presenti nel sottosuolo e individuano quelli con maggiore o minore permeabilità. Questo metodo è stato di recente perfezionato anche grazie al natural gamma ray spectroscopy, che permette di valutare a quali elementi radioattivi è legata l'emissione di raggi gamma. Il diagramma neutronico sfrutta invece la radioattività emessa dalle rocce quando queste sono bombardate mediante l'emissione di neutroni ad altissima velocità. I neutroni sono particelle che hanno notevole capacità di penetrazione; quando essi sono catturati da atomi d'idrogeno, questi ultimi emettono raggi gamma che sono registrati da un contatore Geiger-Muller. La capa-

### 3. TECNOLOGIE PER L'ESTRAZIONE

---

capacità di cattura dei neutroni è quindi proporzionale al numero di atomi d'idrogeno che a sua volta è funzione del tipo di fluido presente nella roccia (acqua o idrocarburi) e della sua porosità. Una fase avanzata di questo metodo si ha con il formation density compensated, un carotaggio che permette di valutare la densità della roccia all'interno della quale sono immessi raggi gamma.

#### 3.1.2.5 Carotaggio acustico

Il carotaggio acustico utilizza la velocità di trasmissione di un'onda elastica di tipo acustico al fine d'individuare e differenziare strati rocciosi con caratteristiche fisiche differenti. I metodi più rappresentativi sono: il diagramma sonico (sonic log), il microsonic, il carotaggio sismico. Il diagramma sonico trova largo impiego nella determinazione della porosità di rocce calcaree, dolomitiche e arenacee, ed ha il vantaggio d'individuare livelli rocciosi molto sottili. Esso può essere influenzato da una serie di fattori al contorno che spesso alternano la registrazione ottenuta. Per eliminare questi problemi è stato introdotto il sonic bore hole compensated, il quale, attraverso gli strumenti di misura permette di avere una registrazione basata su una media di valori che annulla le eventuali anomalie presenti. Il microsonic è un particolare tipo d'attrezzatura che è usata per determinare lo stato di fratturazione soprattutto in rocce calcaree. Il carotaggio sismico, che non porta però alla differenziazione di singoli strati, si effettua mandando nel pozzo un geofono a una certa profondità e misurando il tempo d'arrivo dell'onda provocata da un'esplosione in superficie.

#### 3.1.2.6 Carotaggio termico

Il carotaggio termico consiste nel rilevare la temperatura in un pozzo mediante una coppia termoelettrica che scende lentamente. È soprattutto utilizzato per controllare la cementazione delle colonne all'interno del pozzo.

#### 3.1.2.7 Carotaggio geochimico

Il carotaggio geochimico comprende campionamenti al pozzo e analisi aventi lo scopo di precisare come varia la profondità e un certo numero di parametri chimici. Si mira, con ciò, a identificare, durante i sondaggi, le formazioni mineralizzate a idrocarburi.

#### 3.1.2.8 Carotaggio gassoso e bitumoso

Il carotaggio gassoso permette di determinare il tenore d'idrocarburi gassosi presenti nei detriti o nel fango di perforazione. Analogamente il carotaggio bituminoso consente di determinare il tenore d'idrocarburi liquidi o di bitume nel fango, nei detriti o nelle carote.

#### 3.1.2.9 Carotaggio microbiologico e ossidoriduttivo

Il carotaggio microbiologico è fondato sullo studio microbiologico dei terreni. Il carotaggio ossidoriduttivo consiste nella misura del potenziale di ossidoriduzione, del quale si riscontrano valori molto bassi in corrispondenza di orizzonti petroliferi, a causa del carattere riducente degli idrocarburi; questo metodo, come del resto il precedente, ha avuto scarsa diffusione per varie difficoltà tecniche e per il costo delle misure.



## 3.2 Coltivazione

Nel caso in cui il campo risulti idoneo si procede alla messa in coltivazione del medesimo, sia che sia a terra sia che sia a mare. Analizziamo quindi le varie strutture e la messa in produzione di un giacimento.

### 3.2.1 Coltivazione onshore

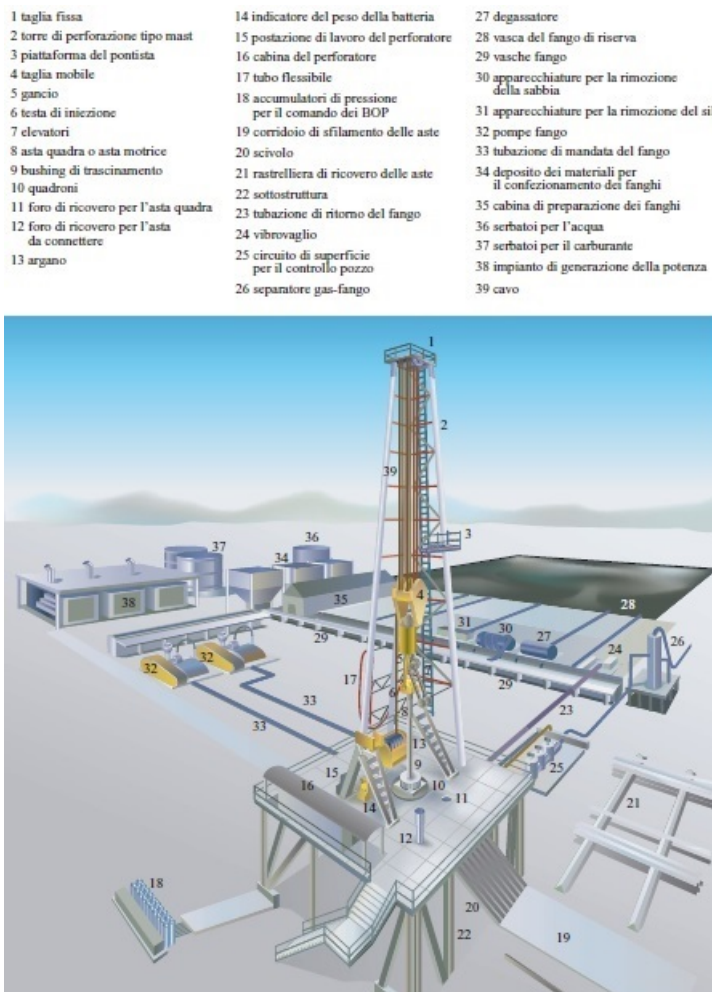


Figura 3.1: Schematizzazione di un pozzo Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

L'impianto di perforazione è trasportato e messo in opera in una zona livellata, detta postazione, ove sono situati l'impianto di perforazione, le attrezzature di servizio, i depositi e gli alloggi del personale. L'area della postazione, la cui superficie è dell'ordine di uno o due ettari, si trasforma quindi in un cantiere vero e proprio, smantellato al termine delle operazioni di perforazione che possono durare da poche settimane fino a più di un anno, nel caso di pozzi esplorativi in situazioni difficili. Dopo aver realizzato la strada d'accesso per il collegamento alla viabilità ordinaria, all'interno della postazione si costruiscono la cantina, la fondazione per l'impianto di perforazione ed i vasconi per l'acqua, i fanghi ed i reflui, e sono sistemate le zone che ospiteranno i container per gli uffici, il magazzino, l'officina, i servizi e gli alloggi

per il personale, se il cantiere è lontano da centri abitati. Va da sé che la disposizione di queste aree deve essere razionalizzata, per occupare il minor spazio possibile, e recintata, per garantire la sicurezza nei confronti degli estranei al lavoro. La postazione è munita di canali di scolo per raccogliere le acque meteoriche ed i liquidi accidentalmente versati a terra, ed è totalmente impermeabilizzata. La preparazione della postazione prevede l'esecuzione di uno sbancamento livellato, per rimuovere il terreno agricolo. La massicciata deve essere ben compatta, in modo

### 3. TECNOLOGIE PER L'ESTRAZIONE

---

da sostenere il traffico dei mezzi pesanti che riforniscono il cantiere di personale, materiali e servizi. Nel centro della postazione si scava la cantina, uno scavo a pianta rettangolare o quadrata, eseguito sulla verticale del pozzo, che viene rivestito da muri reggispinta e da una soletta di cemento armato, sul cui fondo si lascia un foro entro cui si imposterà il pozzo. La cantina serve per creare una zona di lavoro pulita in corrispondenza della futura testa pozzo, e la sua profondità deve essere compatibile con l'altezza della apparecchiature di sicurezza necessarie per la perforazione. I vasconi per i reflui si eseguono scavando delle fosse a parete inclinata, profonde dai due ai tre metri ed impermeabilizzate con teli di PVC o strati di betonite. Al termine della preparazione della postazione, si esegue la prima operazione relativa alla costruzione del pozzo, ovvero la messa in opera del tubo guida infisso tramite un battipalo. La postazione deve avere dimensioni tali da permettere lo stoccaggio del materiale infiammabile o pericoloso a distanza di sicurezza dalla bocca del pozzo. Inoltre, essa deve consentire anche la sistemazione della fiaccola, per bruciare eventuali idrocarburi venuti a giorno durante la perforazione, e deve permettere di ancorare a distanza di sicurezza la linea di fuga per il pontista. Al termine delle operazioni di perforazione se il pozzo è sterile, si effettua il ripristino della postazione alle condizioni ambientali preesistenti, e si restituisce al proprietario; se invece il pozzo è produttivo, sulla testa pozzo s'installano le attrezzature di produzione e le si recintano permanentemente entro un'area più piccola, dell'ordine di qualche centinaio di metri quadrati. Durante la perforazione di un pozzo, la funzione più importante è dirigere e verificare le operazioni di perforazione, ruolo affidato ad un rappresentante del committente, detto assistente di perforazione. Si tratta di personale assai qualificato e di provata competenza tecnica e decisionale, che ha il compito di rendere esecutivo il progetto del pozzo elaborato in fase di programmazione, stabilendo la sequenza operativa delle attività svolte in cantiere. L'assistente di perforazione dispone e controlla il buon andamento di ogni operazione, sovrintende alla sicurezza ed informa la sede centrale di controllo circa l'andamento delle operazioni. In cantiere operano spesso anche delle compagnie di servizio per l'esecuzione di operazioni speciali. Alcuni contrattisti hanno in cantiere una propria squadra con un rappresentante mentre altri contrattisti intervengono invece a chiamata. La conduzione vera e propria delle operazioni di perforazione è affidata ad una squadra, in cui il numero d'addetti varia da impianto ad impianto. Generalmente, negli impianti a terra si ha un caposquadra, responsabile delle attrezzature dell'impianto, un perforatore, un pontista, tre addetti di sonda ed uno di piazzale, gli addetti alla manutenzione meccanica, elettrica e motoristica ed uno o più guardiani. Tutto il personale in genere lavora in turni giornalieri di dodici ore ciascuno in quanto le attività di perforazione non sono mai ferme.

Gli attuali impianti di perforazione si basano su di una tecnologia detta rotary, ovvero a tavola rotante. Questi impianti sono costituiti da:

- Sistemi di sollevamento;
- Sistema di rotazione;
- Sistema di circolazione;
- Sistema di generazione e distribuzione della potenza;
- Batteria di perforazione;
- Scalpelli;
- Testa pozzo;

- Apparecchiature di sicurezza.

Nell'area pozzo vi sono poi delle zone atte al trattamento del gas costituite da:

- Separatori gas-liquidi;
- Riscaldatori del gas;
- Regolazione manuale del gas;
- Misura del gas;
- Misura dei liquidi;
- Iniezione di additivi chimici;
- Scarico gas e liquidi.

Analizziamo nel dettaglio i seguenti macchinari.

### 3.2.1.1 Sistemi di sollevamento

Il sistema di sollevamento è l'insieme d'attrezzature necessarie per manovrare qualsiasi materiale all'interno del pozzo ed è, in particolare, costituito dalla batteria di perforazione e dalle colonne di rivestimento (casing). Esso è costituito da una parte strutturale (sottostruttura e torre di perforazione), dal complesso di taglia e gancio, dall'argano e dal cavo di manovra. La sottostruttura è la base d'appoggio per la torre, l'argano e la tavola rotary, e costituisce il piano di lavoro, o il piano sonda, sopraelevato rispetto al livello del terreno. La sottostruttura è costituita da travi metalliche, che formano una struttura reticolare facilmente smontabile, e poggia su fondazioni di calcestruzzo o su di una soletta di tavoloni di legno, realizzata attorno alla cantina, ed ha un'altezza che varia da pochi metri fino a 10 metri negli impianti più grandi. L'altezza della sovrastruttura deve essere tale da permettere il montaggio delle attrezzature di sicurezza sulla testa pozzo. La torre di perforazione è una struttura reticolare di travi d'acciaio, la cui funzione è di sostenere l'insieme di pulegge, poste alla sua sommità e denominate taglia fissa, cui sono sospese tutte le attrezzature manovrate in pozzo o movimentate sul piano sonda. Essa deve anche contenere la batteria di perforazione in fase di manovra, suddivisa in lunghezze, funzione dell'altezza della torre. Infatti, l'altezza della torre deve essere tale da permettere il movimento verticale della taglia mobile per una distanza maggiore della misura di una lunghezza. In base alle caratteristiche costruttive, le torri possono essere classificate in torri convenzionali (tipo derrick) e torri ad antenna (tipo mast), secondo il modo con cui si procede al montaggio ed allo smontaggio.

Un derrick è una torre composta da elementi tubolari o da profilati metallici che può essere completamente smontata e rimontata. Gli elementi che compongono la torre sono relativamente piccoli e possono essere movimentati con semplicità; ciononostante, i tempi di assemblaggio dell'intera struttura sono piuttosto lunghi. Di fronte ad un lato della torre, sul piazzale di perforazione, vi è il parco tubi, un'area su cui sono appoggiati su una rastrelliera orizzontale tutti i materiali tubolari che dovranno essere calati nel pozzo. Il parco tubi è collegato al piano sonda con uno scivolo inclinato, che facilita il sollevamento del materiale tubolare. A circa due terzi dell'altezza della torre vi è il ponte di manovra, costituito da una piattaforma sporgente all'interno del derrick ove lavora il pontista durante le operazioni di manovra. Oggigiorno i derrick,

### 3. TECNOLOGIE PER L'ESTRAZIONE

benché più stabili e robusti dei mast, si usano solamente a bordo di piattaforme per la perforazione a mare, ove la torre non deve mai essere smontata. Il mast è invece una torre costituita da travature reticolari modulari e preassemblate, incernierate con spinotti, che può essere montata o smontata in poche ore. Il mast ovviamente possiede tutte le funzionalità di un derrick. Le torri di tipo mast sono, in generale, autosollevabili: dopo aver montato le travature della sottostruttura e del piano sonda sopra la cantina, e aver assemblato le varie parti del mast orizzontalmente sul piazzale, a fianco della sottostruttura, la torre è sollevata in posizione verticale tramite le funi e l'argano in dotazione all'impianto stesso. Gli impianti leggeri e medi, dotati di mast reclinabili, possono anche essere semoventi, montati su semirimorchi. Essi sono utilizzati per eseguire lavori di manutenzione su pozzi di produzione, oppure per la perforazione in pozzi per acqua, dove le operazioni sono più brevi, ed è quindi necessario un punto in cui si possa trasferire con rapidità. I mast reclinabili hanno una minore resistenza ai carichi orizzontali ed è necessario controventarli con cavi d'acciaio. Per particolari situazioni di difficoltà logistiche sono assemblati a blocchi, per favorirne l'elitransporto o l'aviotrasporto.

Sulla sommità della torre sono collocate le pulegge della taglia fissa. Il meccanismo della taglia, costituita da una parte fissa ed una mobile, è un insieme di pulegge collegate da un cavo, manovrato dall'argano. La taglia fissa sostiene il carico applicato al gancio ed ha la funzione di ridurre il tiro necessario a sollevare il materiale tubolare impiegato per la perforazione del pozzo. Essa è posta in cima alla torre ed è costituita da un insieme di pulegge appoggiate su un'intelaiatura di profilati metallici. La taglia mobile è costituita da un altro insieme di pulegge, folli su un asse collegato al gancio. Il numero di pulegge del complesso di taglia fissa e taglia mobile è scelto in base alla portata nominale della torre ed alla velocità di sollevamento. Il gancio è formato da una sezione superiore, fissa alla taglia mobile, ed una sezione inferiore che costituisce il gancio vero e proprio. Le due sezioni non solo solidali, ma collegate con una molla poggiata su di un cuscinetto che permette la rotazione del gancio e smorza gli strappi durante il sollevamento. L'argano è la macchina che trasmette la potenza per la manovra delle attrezzature in pozzo. I componenti fondamentali sono il motore, uno o più tamburi con cavi in acciaio ed i freni.

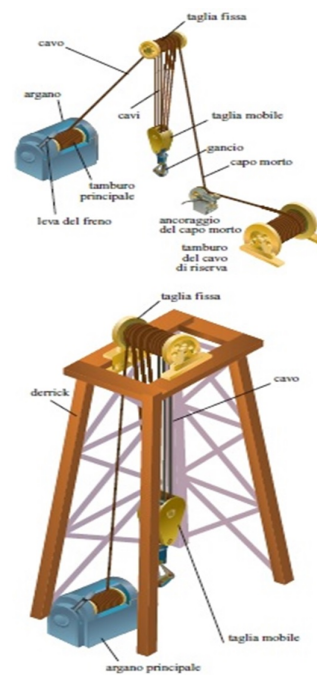


Figura 3.2: Schematizzazione di una testa di colonna Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

#### 3.2.1.2 Sistema di rotazione

Il sistema di rotazione ha il compito di imprimere il moto rotatorio alla batteria di perforazione ed è formato da una tavola rotary, un'asta motrice e una testa d'iniezione. Nei moderni impianti è spesso presente una testa motrice, detta top drive, che sintetizza le funzioni delle tre attrezza-

ture precedenti. In casi particolari si preferisce imprimere la rotazione al solo scalpello tramite motori di fondo foro. La tavola rotary è il basamento che sostiene una piattaforma girevole con un foro centrale. La parte inferiore della piattaforma girevole monta una corona dentata su cui ingrana un pignone, azionato da un motore. La tavola rotary ha il compito di far ruotare la batteria e di sostenere il peso durante le manovre o la connessione di una nuova asta (o di un tratto di casing); la batteria è sospesa al foro centrale della tavola rotary per mezzo dei cunei e tutto il carico sostenuto dal gancio si trasferisce dalla torre alle travi del piano sonda. La piattaforma girevole della tavola rotary alloggia i quadroni, che possono essere rimossi per fare passare le attrezzature di grosso diametro. I quadroni, nella loro posizione di lavoro, permettono l'alloggiamento dei cunei per sospendere la batteria durante le manovre, o la connessione di una nuova asta nonché l'inserimento del portacunei di trascinamento (kelly bushing), che imprime la rotazione all'asta motrice, innescandosi per mezzo di spine entro i fori presenti sui quadroni. La potenza della tavola rotary dipende dalla profondità del foro e varia da poche decine fino a qualche centinaio di kW, mentre la velocità di rotazione dipende dalle operazioni di perforazione e può essere regolata da qualche decina fino a circa 140 giri al minuto. L'asta motrice, o asta quadra, è un'asta a sezione quadrata o esagonale, che trasferisce il moto della tavola rotary alla batteria di perforazione. Essa riceve il moto dei portacunei di trascinamento, cui è vincolata con un accoppiamento scorrevole, e può quindi muoversi in verticale anche quando è impegnata nella trasmissione della rotazione. Grazie a ciò è possibile regolare con continuità il peso sullo scalpello senza interrompere la rotazione. L'asta motrice è più lunga di un'asta di perforazione, poiché lo spostamento verticale entro la tavola rotary deve permettere l'aggiunta di una nuova asta, mantenendo lo scalpello a distanza di sicurezza dal fondo del pozzo. Le aste motrici normalmente sono lunghe dai 12 ai 16 metri a cui corrisponde una lunghezza utile di scorrimento tra gli 11 ed i 15 metri. Per ragioni di sicurezza l'asta motrice è dotata di due valvole interne, una al piede ed una in testa, utili in fase di controllo del pozzo. L'asta motrice è avvitata alla testa d'iniezione, che costituisce il punto di collegamento tra la batteria di perforazione (rotante), il gancio e la tubazione di mandata del fango (non rotanti). Essa è composta di una parte fissa ed una mobile, ed ha la duplice funzione di sostenere la batteria di perforazione in rotazione e di connettere il tubo di mandata del fango con l'interno delle aste. La testa d'iniezione è un organo molto robusto, in grado di sostenere un forte carico assiale, rotante, tramite un cuscinetto reggispira a bagno d'olio, garantendo contemporaneamente condizioni di perfetta tenuta idraulica. La testa d'iniezione, sospesa al gancio per mezzo di una robusta maniglia in acciaio, segue i movimenti verticali del gancio e deve essere quindi collegata alla tubazione di mandata del fango con un tubo flessibile, realizzato in gomma armata con fili d'acciaio. Il top drive è un'attrezzatura relativamente recente che raggruppa in un unico sistema l'equipaggiamento per la connessione delle aste, la rotazione della batteria e la circolazione del fluido. Utilizzando il top drive non occorre più né asta motrice, né testa d'iniezione, ed in teoria l'impianto potrebbe essere sprovvisto della tavola rotary. Le parti essenziali del top drive sono una testa d'iniezione, un motore che permette la rotazione della batteria ed un sistema automatizzato di movimentazione della aste. Il complesso del top drive è sospeso al gancio ed è guidato da un carrello scorrevole lungo due binari verticali, issati alla torre, che offrono la coppia reattiva necessaria ad impedire la rotazione di tutto il complesso e consentono il libero movimento verticale. L'utilizzo del top drive rispetto alla tavola rotary permette numerosi vantaggi operativi, tra cui si ricordano:

- La possibilità di perforare in lunghezza, ottenendo un maggior controllo della perforazione;

### 3. TECNOLOGIE PER L'ESTRAZIONE

- La riduzione del tempo per la connessione delle aste, con minor rischio d'incidenti per il personale di sonda;
- La possibilità di eseguire la manovra potendo circolare fango e ruotare la batteria (back reaming), operazione impossibile con la tavola rotary ed utile per prevenire le prese di batteria;
- La possibilità di recuperare carote più lunghe, poiché si eliminano le connessioni intermedie.

Il sistema presenta però alcuni svantaggi, quali le modifiche strutturali da apportare alla torre, la presenza di carichi mobili sopraelevati e le attrezzature elettriche ed idrauliche di servizio. Inoltre, essendo un sistema piuttosto complesso, il top drive è abbastanza costoso e soggetto a frequenti manutenzioni.

Sul piano sonda sono presenti anche alcune attrezzature di corredo che servono per poter eseguire la manovra delle aste quando si utilizza la talvolta rotary oppure per connettere una nuova asta. Per poter eseguire queste operazioni è necessario sospendere la batteria di perforazione all'interno dei quadroni della tavola rotary utilizzando appositi cunei. Questi sono una sorta di collare apribile formato da segmenti metallici che internamente presentano dei pettini con denti d'acciaio indurito ed esternamente hanno forma tronco-conica.

#### 3.2.1.3 Sistema di circolazione

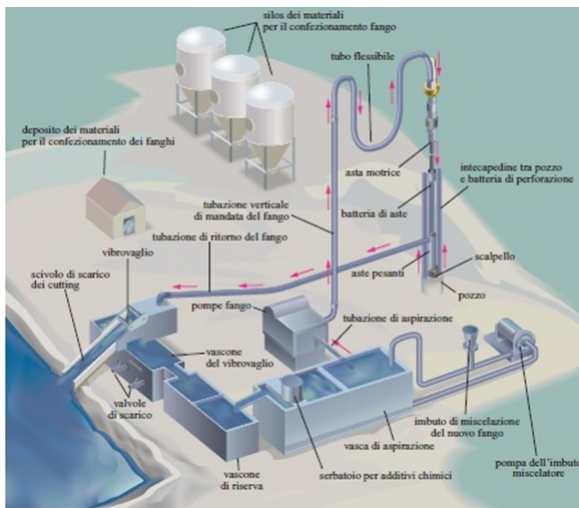


Figura 3.3: Schematizzazione di un sistema di circolazione  
Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

Il sistema di circolazione è costituito dalle pompe fango, dalle condotte di distribuzione e dal sistema di pulizia ed accumulo fango. Si tratta di un circuito idraulico chiuso che permette il flusso del fango dalla superficie al fondo foro, all'interno della batteria di perforazione, e di qui di nuovo in superficie, nell'annulus tra batteria e foro. Le pompe fango forniscono l'energia necessaria alla circolazione. Generalmente si tratta di pompe volumetriche a pistoni, per via della maggior prevalenza fornita rispetto ad altri tipi di pompe. Le pompe fango, a 2 o 3 pistoni, possono essere a semplice effetto o a doppio effetto, e ricevono la potenza da un motore elettrico indipendente da altre utenze. I pistoni sono d'acciaio rivestito di gomma per ottenere una buona

tenuta e per diminuire l'usura dei cilindri, dovuta ai cutting abrasivi in sospensione nel fango. I cilindri ed i pistoni delle pompe sono intercambiabili, in modo da poter variare la portata adeguandola alle necessità del pozzo. La profondità sempre più elevata raggiunta oggi dai pozzi e l'introduzione di nuove attrezzature di perforazione hanno richiesto un aumento della potenza necessaria alle pompe. Dalle poche centinaia di kW di potenza delle pompe degli impianti degli

anni cinquanta, si è arrivati oggi a superare i 1.500 kW. In un impianto esistono sempre almeno due pompe fango, collegate in parallelo, sia per ragioni di sicurezza, sia per flessibilità di funzionamento. A causa del funzionamento alternativo le pompe fango forniscono una portata ed una pressione pulsanti nel tempo. A causa del funzionamento alternativo le pompe fango forniscono una portata ed una pressione pulsanti nel tempo. Tali oscillazioni sono deleterie per i componenti del circuito e per l'efficienza delle pompe, quindi s'installa sulla tubazione di mandata un ammortizzatore pneumatico costituito da un serbatoio contenente gas in pressione la cui maggior comprimibilità rispetto al fango permette di regolarizzarne il flusso. A valle delle pompe fango è inviato alla condotta di distribuzione di superficie, un sistema di tubi e valvole che permette l'invio del fango alla testa d'iniezione o la sua distribuzione ad altre utenze. Dalle pompe il fango può essere inviato: alla testa di iniezione, attraverso la tubazione di mandata ed il tubo flessibile; alla testa pozzo, sotto le attrezzature di sicurezza, attraverso una linea dedicata; ad essere immesso nell'annulus, per mantenere il pozzo pieno nella fase d'estrazione della batteria, oppure per particolari circolazione durante il controllo eruzioni; ad un circuito di superficie che collega varie attrezzature e permette di non inviare il fluido nel pozzo, pur mantenendolo in movimento.

Le apparecchiature che hanno il compito di separare i cutting asportati dal fango a fondo foro sono i vibrovagli e gli idrocicloni. Il fango esce dalla bocca pozzo attraverso il tubo pipa ed è dapprima inviato ai vibrovagli, preposti alla separazione della maggior parte dei cutting. Il vibrovaglio è una macchina dotata di una o più reti sovrapposte, con maglie di apertura, leggermente inclinate e poste in vibrazione da alberi rotanti squilibrati con masse eccentriche. La forma, l'ampiezza e la frequenza delle vibrazioni dipendono dalle caratteristiche del fango da trattare, e devono essere facilmente modificabili per ottimizzare il tempo minimo di permanenza sulla rete. Durante la perforazione il gas contenuto nei pori delle rocce può entrare in pozzo e formare una soluzione o un'emulsione con il fango. L'ingresso di piccoli quantitativi di gas è inevitabile quando si perforano rocce sature di gas, ma si possono avere ingressi consistenti quando la pressione del fango a fondo pozzo diventa minore di quella del gas contenuto nei pori della roccia. Piccoli quantitativi di gas in fanghi di bassa viscosità si liberano sul vibrovaglio, per semplice aerazione. Se ciò non è sufficiente, l'intera portata di fango è inviata ad attrezzature specifiche dette degasatori. I degasatori sono recipienti chiusi che funzionano secondo due diversi principi, per depressione con pompa a vuoto, oppure per agitazione e turbolenza meccanica. Il gas separato è in seguito bruciato nell'apposita fiaccola installata a distanza di sicurezza nei pressi dell'impianto.

A valle del sistema di pulizia del fango sono presenti diverse vasche di accumulo del fango. Le vasche cosiddette attive contengono il fango che circola nel pozzo, quelle di riserva contengono il fango per fronteggiare eventuali perdite di circolazione, mentre altre vasche contengono del fango pesante, per intervenire prontamente in caso di perdita del controllo idraulico del pozzo. Le vasche sono dei robusti recipienti in lamiera e per ragioni di sicurezza la capacità totale delle vasche fango deve essere superiore a metà del volume del pozzo, che è dell'ordine di alcune centinaia di metri cubi. All'uscita delle vasche attive il fango è prelevato da una pompa centrifuga, che lo invia nuovamente alle pompe fango ad una pressione di qualche bar, per aumentarne il rendimento volumetrico. Poiché durante le manovre il volume del fango nel pozzo deve essere compensato con il volume d'ingombro delle aste tolte o immerse, si usa un serbatoio di riempimento (possum belly), posto a fianco del vibrovaglio. Durante la manovra d'estrazione il livello il fluido in pozzo cala ed è reintegrato con il fluido contenuto nel possum



belly, che è munito di un misuratore di livello per controllare che il volume immesso sia corretto. Ovviamente vale il contrario per la manovra di discesa.

#### 3.2.1.4 Sistema di generazione e distribuzione della potenza

In un cantiere di perforazione è necessaria energia per azionare le macchine delle utenze principali dell'impianto come l'argano, le pompe, la tavola rotary ed i motori dei vari servizi ausiliari. Idealmente, sarebbe conveniente rifornirsi d'energia dalla linea elettrica della rete pubblica, ma ciò non è quasi mai possibile data l'ubicazione remota della maggior parte dei cantieri, ed è quindi necessario produrre l'energia in loco tramite motori primi. Attualmente si utilizzano motori primi a combustione interna a ciclo Otto o a ciclo diesel, oppure gruppi turbogas, usati solo dove è disponibile metano a basso costo. I motori a combustione interna hanno lo svantaggio di non poter essere accoppiati direttamente con gli utilizzatori, ma ciò è compensato dalla facilità di trasporto, dal buon rendimento e dalla comodità di reperimento del combustibile. Gli impianti di perforazione sono classificati in base al modo con cui si trasmette la potenza dai motori primi alle utenze principali, distinguendo gli impianti a trasmissione meccanica da quelli a trasmissione elettrica.

Negli impianti a trasmissione meccanica l'energia prodotta dai motori primi è trasmessa alle utenze principali per mezzo di un sistema di corone dentate, catene ed ingranaggi, oppure cinghie o pulegge. Il controllo di questa trasmissione si ottiene con l'ausilio di frizioni e cambi di velocità, che permettono di inviare la potenza all'utenza desiderata. I motori devono essere collocati in prossimità delle utenze principali, accrescendo la complessità impiantistica. La curva caratteristica dei motori a combustione interna non è inoltre adatta per il collegamento diretto alle utenze e quindi occorre interporre un cambio di velocità che permetta di approssimare la curva caratteristica del motore con quella dell'utenza. Un ulteriore problema è la presa di carico a bassa velocità, poiché i motori a combustione interna non forniscono potenza a basso numero di giri. Occorre quindi interporre una frizione a ferodi, oppure un giunto idraulico o un convertitore di coppia. Il giunto idraulico è un organo formato da due giranti immerse in un bagno d'olio, interposto tra motore ed utilizzatore. All'avvio l'albero del motore può fornire una coppia costante anche se l'albero dell'utilizzatore è fermo, permettendo una presa di carico graduale. Durante il funzionamento a regime lo scorrimento del giunto è basso e quindi il rendimento è elevato. Il convertitore di coppia è una sorta di giunto idraulico che, oltre a permettere la presa graduale del carico, consente di variare velocità e coppia, grazie all'interposizione di uno statore tra le giranti. Il convertitore idraulico di coppia funziona in pratica come un cambio di velocità: ciò però va a scapito del rendimento, che durante il normale funzionamento non supera l'85%. Attualmente gli impianti a trasmissione meccanica sono usati solo su impianti di piccola o media potenzialità.

Negli impianti di grande capacità è richiesta una maggior flessibilità nella disposizione delle attrezzature ed un preciso controllo della potenza erogata. Per questo motivo sono stati sviluppati gli impianti elettrici, più flessibili, meno ingombranti e più leggeri di quelli a trasmissione meccanica. Negli impianti diesel-elettrici, le utenze principali sono azionate da motori elettrici indipendenti. I componenti che permettono la generazione, la distribuzione e l'utilizzo dell'energia alle utenze sono quindi motori primi che trasformano il carburante in energia meccanica, generatori che trasformano l'energia meccanica in energia elettrica, sistemi di controllo e di comando dei generatori, cavi elettrici ed infine i motori delle utenze. Solitamente i motori del-



le utenze principali sono a corrente continua, preferibili a quelli a corrente alternata per la loro capacità di variare la velocità in modo continuo, fornendo un alto valore di coppia a qualsiasi regime. Esistono due tipi di trasmissione elettrica: il primo con generazione DC ad utenze DC che presenta il vantaggio di aver un ottimo rendimento a fronte della rigidità del sistema, il secondo con generazione AC e con utenze DC dove la potenza dei motori primi può essere utilizzata in maniera razionale, fermando qualche gruppo quando la potenza richiesta diminuisce.

### 3.2.1.5 Batteria di perforazione

La batteria di perforazione è un insieme di aste cave di sezione circolare che vanno dalla superficie fino al fondo del pozzo; la batteria ha la triplice funzione di: portare al fondo del foro lo scalpello trasmettendogli sia la forza rotazionale assiale sia la spinta verticale, permettere la circolazione del fluido di perforazione a fondo pozzo, guidare e controllare la traiettoria del foro. Partendo dalla superficie essa è composta da asta quadra, aste di perforazione, aste intermedie, aste pesanti ed alcune attrezzature accessorie e termina con lo scalpello, utensile avente il compito di perforare la roccia trasformandola in frammenti che sono poi trasportati in superficie dal fluido di perforazione. Le aste di perforazione sono costituite da tubi cavi in acciaio di vario tipo alle cui estremità sono saldati due manicotti filettati (tool joints). Il tool joint è l'elemento che permette l'accoppiamento delle aste e possiede una filettatura conica a passo largo e profilo triangolare che si avvita completamente in pochi giri. I tool joint non sono ricavati sul corpo dell'asta ma si realizzano separatamente e si collegano con una saldatura a frizione. Essi possono essere filettati più volte: in questo modo si evita di dover sostituire aste in buone condizioni a causa dei filetti danneggiati. I tool joint hanno un

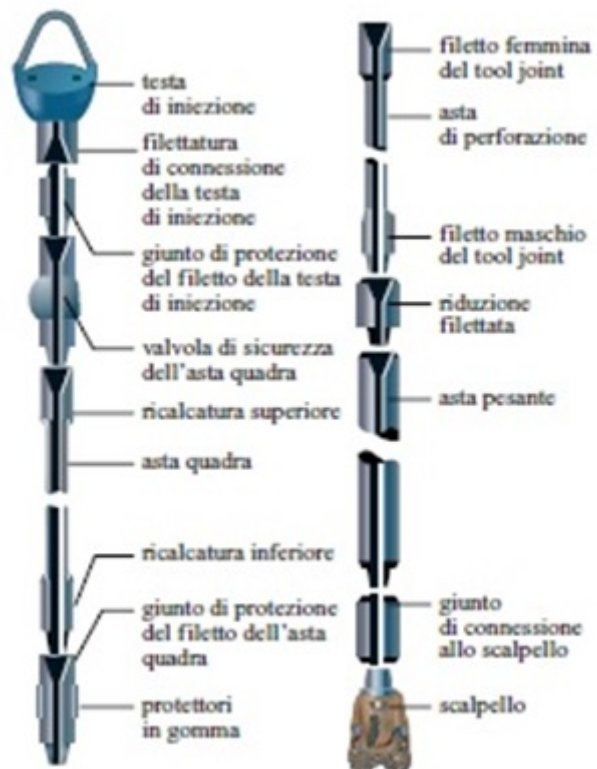


Figura 3.4: Schematizzazione di un impianto di perforazione  
Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

diametro esterno leggermente superiore a quello delle aste, necessario per garantire un'adeguata area della sezione resistente in corrispondenza del filetto. Essi devono garantire la tenuta idraulica che si realizza in corrispondenza della superficie anulare piana e rettificata posta alla fine del tool joint, che permette la tenuta idraulica metallo contro metallo a seguito dell'applicazione della coppia di serraggio. Le battute dei tool joint sono controllate periodicamente e possono essere nuovamente rettificate in cantiere. Durante la perforazione il peso della batteria è sostenuto dal gancio, a parte una piccola aliquota scaricata sullo scalpello. Il peso necessario allo scalpello dipende dal tipo di roccia, dalle caratteristiche dello scalpello e dalla velocità di rotazione.

### 3. TECNOLOGIE PER L'ESTRAZIONE

---

Operando in questo modo, quando lo scalpello perfora, la parte superiore della batteria è in trazione, mentre quella inferiore è in compressione; la lunghezza dei due tratti dipende dal peso applicato sullo scalpello. Le aste normali, relativamente leggere e snelle, soffrono di carico di punta e non resistono a compressione, inflettendosi e rompendosi per presso-flessione. È quindi necessario realizzare il tratto inferiore di batteria, in compressione, con aste più robuste, adatte a sopportare la compressione in condizioni di sicurezza. Ciò si ottiene impiegando aste di sezione maggiore, dette aste pesanti, più rigide e di maggior peso lineare. Per non rischiare di mettere in compressione le aste normali, è buona norma sovradimensionare la lunghezza della batteria di aste pesanti solitamente del 30%-50% in più rispetto alla lunghezza necessaria per fornire il peso sullo scalpello. Le aste pesanti sono aste a parete spessa, ricavate da barre d'acciaio piene, tornite esternamente, forate internamente e filettate alle estremità, direttamente sul corpo, con filettature analoghe a quelle impiegate per le aste normali. La connessione di aste con diametro molto diverso porta a concentrazioni di tensioni ed a fenomeni di fatica, localizzati nell'area di variazione della sezione, che coincide con la filettatura. Non è quindi sempre possibile connettere direttamente le aste normali con le aste pesanti, poiché si verrebbe a creare un punto debole nell'area di giunzione. Per evitare il pericolo di rotture della batteria si utilizza quindi un breve tratto di aste a rigidità intermedia, dette aste intermedie. Tali aste, unite da giunti lunghi e robusti, possono sopportare anche sollecitazioni di compressione. L'uso delle aste intermedie permette la connessione di aste normali con aste pesanti, senza brusche variazioni di diametro. Le aste intermedie sono di norma realizzate con lo stesso diametro esterno delle aste normali, ma con diametro interno minore; in pratica, sono delle aste normali a parete spessa, con un peso lineare due o tre volte maggiore. La batteria di perforazione è molto spesso munita di attrezzature accessorie, che servono per risolvere problemi tecnici relativi alle più svariate condizioni di perforazione. Le attrezzature accessorie più comuni sono gli alesatori, il jar e gli ammortizzatori; esse non fanno parte del corredo dell'impianto di perforazione ma vanno noleggiate a parte.

Gli stabilizzatori sono attrezzi montati in corrispondenza delle aste pesanti, per rendere la batteria più rigida nei confronti dell'instabilità dovuta a presso-flessione, e sono fondamentali per il controllo della traiettoria, sia nei pozzi verticali, sia in quelli direzionati. Essi sono costituiti da un corpo cui sono applicate delle lame a costola, che allargano il diametro esterno dell'attrezzo fino al diametro nominale dello scalpello. Le lame hanno una forma spiralata per favorire il flusso del fango. Variando la composizione della batteria di perforazione (BHA), ed in particolare il posizionamento degli stabilizzatori, si può determinare un diverso comportamento meccanico della batteria, utile ai fini del controllo della perforazione.



Figura 3.5: Stabilizzatore Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

Gli alesatori sono speciali stabilizzatori muniti di rulli taglienti al posto delle lame. Sui rulli sono ricavati dei denti metallici o sono pressati degli inserti di carburo di tungsteno, che hanno il compito di alesare il foro riportandolo al diametro nominale dello scalpello, eliminando le piccole variazioni di diametro ed i gradini del foro, che possono rendere incerta l'applicazione

del peso sullo scalpello o causare problemi in fase di discesa del casing. Gli alesatori sono usati principalmente nella perforazione di intercalazioni di rocce dure ed abrasive.

Il jar è un attrezzo meccanico o idraulico, posizionato sul punto neutro della BHA (ovvero il punto dove la sollecitazione agente sulla batteria di perforazione si inverte, passando da trazione a compressione), che permette d'imprimere colpi verso l'alto in caso di presa di batteria. Esso è costituito da due camicie scorrevoli che terminano con un martello ed un incudine. Il jar s'attiva mettendo in trazione la batteria di perforazione: in trazione il jar idraulico si allunga, poiché tra le due camicie vi è un sistema composto da due camere comunicanti, piene di olio, separate da un pistone. La sagoma del cilindro e del pistone è tale che nella prima parte dello scorrimento il passaggio del fluido è lento. In seguito, un cambio di sezione del pistone fa in modo che la restante parte della corsa avvenga repentinamente, imprimendo un'accelerazione al martello, che batte sull'incudine scaricando l'energia elastica accumulata. Il jar meccanico funziona sullo stesso principio, ma l'azionamento è regolato da un sistema a frizione.



Figura 3.6: A sinistra degli alesatori, a destra dei gruppi taglienti Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

L'ammortizzatore è un dispositivo posto sopra lo scalpello per ridurre le vibrazioni assiali generate durante la perforazione, nocive sia allo scalpello, sia alle aste ed è necessario quando le vibrazioni sono di ampiezza tale da essere visibili in superficie. Nei pozzi profondi a causa degli smorzamenti dovuti al contatto della batteria lungo le pareti del foro, le vibrazioni potrebbero non essere visibili in superficie: in questo caso si notano però altri segnali, quali lo scarso avanzamento dello scalpello e le sue condizioni di usura. L'ammortizzatore funziona tramite una serie di elementi deformabili in gomma o in acciaio che agiscono come una grossa molla.

Nella perforazione rotary tradizionale lo scalpello è messo in rotazione, insieme a tutta la batteria di perforazione. I motori di fondo foro d'impiego relativamente recente, sono attrezzature che permettono di imprimere la rotazione al solo scalpello. Si tratta di macchine idrauliche poste al termine della batteria, avvitate direttamente sullo scalpello ed attraversate dall'intera portata di fango, che convertono parte della pressione del fango in moto rotatorio e coppia. In questo modo, la velocità di rotazione necessaria al funzionamento dello scalpello è fornita dal motore di fondo, mentre tutta la batteria può restare ferma, oppure può essere ruotata, se necessario, con la tavola rotary o il top drive. L'utilizzo dei motori di fondo è oggi essenziale sia per la perforazione di fori direzionati, sia per l'applicazione delle moderne tecniche

per il controllo della traiettoria verticale dei pozzi. I motori di fondo sono macchine a flusso assiale, hanno forma tubolare, e per dimensioni possono essere assimilati ad un'asta pesante. Si distinguono due tipi di motori di fondo: le turbine ed i motori PDM. I motori di fondo non fanno parte dell'attrezzatura standard dell'impianto di perforazione ma sono noleggiati da compagnie di servizio, che forniscono anche il personale specializzato nel loro utilizzo in cantiere e si occupano della manutenzione. L'uso di tali attrezzature deve quindi essere giustificato dal punto di vista economico. Le turbine sono macchine fluidodinamiche rotanti e aperte, dotate di rotor e statori disposti in serie per realizzare una configurazione multistadio. Il flusso del fango attraversa integralmente la turbina e, passando alternativamente su una palettatura rotorica ed una statorica, viene deviato, mettendo in rotazione l'albero motore. Naturalmente la potenza fornita dalla turbina è prodotta a spese di una diminuzione della pressione del fango all'uscita della turbina stessa ed è funzione del numero di stadi della macchina, proporzionale alla sua lunghezza. L'albero della turbina è munito di cuscinetti assiali e radiali per supportare i carichi in fase di perforazione. Le turbine sviluppano elevata potenza e soprattutto alta velocità di rotazione, che spesso è incompatibile con l'utilizzo degli scalpelli triconi; per questo motivo si stanno sviluppando turbine dotate di riduttore di velocità. Esse hanno una durata a fondo foro molto elevata, dell'ordine di qualche centinaio di ore, e possono essere impiegate anche in pozzi particolarmente profondi, non avendo particolari limitazioni legate alla temperatura d'uso. I motori PDM sono macchine volumetriche rotanti e chiuse, caratterizzate da una sezione motrice diversa da quella delle turbine. La loro architettura interna è infatti l'evoluzione della pompa a vite di Archimede. I motori PDM sono pompe Moineau fatte funzionare al contrario, in cui si ottiene la rotazione dell'albero motore costringendo il fango in pressione ad attraversarle. La sezione motrice di un PDM consiste di due elementi, il rotore e lo statore. Il rotore è un albero d'acciaio a spirale, ad uno o a più lobi. Lo statore è una guaina in gomma, sagomata internamente a forma di spirale, solidale con la carcassa esterna del motore, e presenta un lobo in più rispetto al rotore. Quando il rotore è inserito nello statore, la differenza geometrica tra i due componenti crea una serie di cavità. Il fango, forzato a passare attraverso statore e rotore, si insinua in questa cavità, facendo ruotare con continuità il rotore. La speciale geometria di questa macchina permette il suo azionamento con tutti i fluidi di perforazione, compresi quelli gassosi. In generale, i PDM hanno una velocità di rotazione sensibilmente più bassa delle turbine, sono più corti e di più facile manutenzione, anche se lo statore in gomma può avere limitazioni dovute alla temperatura di utilizzo ed all'incompatibilità nei confronti dei fluidi di perforazione a base d'olio.

#### 3.2.1.6 Scalpelli

Al termine della batteria di perforazione è avvitato lo scalpello, l'utensile che perfora la roccia, trasformandola in frantumi (cutting) che sono poi trasportati in superficie dal fluido di perforazione. La scelta del tipo di scalpello dipende dalla durezza, dall'abrasività e dalla perforabilità della formazione rocciosa. Esistono tre meccanismi fondamentali di taglio della roccia:

- *Per taglio*: adatto per rocce a comportamento plastico;
- *Per compressione*: adatto per rocce a comportamento elastico;
- *Per taglio ed abrasione*: adatto per rocce abrasive.

Lo scalpello è progettato per perforare in modo diverso, a seconda del comportamento della roccia che può essere di tipo elastico, plastico, o molto più spesso una combinazione d'entram-

bi, e secondo la perforabilità e l'abrasività delle formazioni. Da ciò consegue che esiste una vastissima gamma di scalpelli, tutti differenti tra loro, che riescono a rispondere efficacemente alle più svariate condizioni. Si ricorda che oltre gli scalpelli usati per il cutting esistono anche scalpelli carotieri, usati in fase di carotaggio di fondo. Gli scalpelli carotieri sono caratterizzati dal fatto di perforare soltanto una corona anulare di roccia, lasciando intatto il nucleo della carota. Gli scalpelli possono essere di vari tipi:



Figura 3.7: Esempi di scalpelli: A) Scalpelli Tricorni B) Scalpelli a diamanti naturali C) Scalpelli PDC D) Scalpelli TSP E) Scalpelli impregnati Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

- *Scalpelli tricorni*: perforano la roccia mediante un'azione di compressione ed urto, combinata a taglio e strisciamento, e si adattano bene anche alla perforazione di rocce dure. Lo scalpello tricorno è costituito da tre corpi e tre rulli taglienti (o coni) montati a sbalzo su ciascuno dei tre perni ricavati sui corpi, tramite l'interposizione di un cuscinetto che permette la libera rotazione del cono. I tre corpi, una volta montanti i rulli, sono saldati tra loro formando lo scalpello. I corpi ed i coni sono realizzati con una serie di lavorazioni meccaniche di precisione, per realizzare il cuscinetto e la struttura tagliente secondo forme geometriche di cono e perno che, durante l'uso, privilegiano lo strisciamento piuttosto che l'urto. Durante la perforazione, il peso dello scalpello fa penetrare i taglienti nella roccia, mentre la rotazione costringe i coni a rotolare ed a strisciare sul fondo creando il cutting. La struttura tagliente dei tricorni può essere a denti fresati o a inserti di carburo di tungsteno. La forma, il materiale e la disposizione dei taglienti dipendono dalla perforabilità della formazione rocciosa. Le formazioni soffici richiedono taglienti lunghi e snelli, mentre quelle dure richiedono scalpelli corti e tozzi. Il cuscinetto è il sistema d'accoppiamento meccanico tra il cono ed il corpo, e permette la libera rotazione del rullo tagliente.

I cuscinetti sono progettati per funzionare in condizioni di forte sollecitazione, e devono supportare l'usura ed il calore generato dall'attrito senza subire danni. Il punto più critico del cuscinetto è il sistema di tenuta rotante a strisciamento, realizzato con tenute in gomma o in metallo. Generalmente questi scalpelli mal s'adattano ad applicazioni con motori di fondo. Il fluido di perforazione esce dallo scalpello attraverso degli ugelli collocati nello spazio tra i coni. Questi ugelli in carburo di tungsteno permettono d'accelerare la velocità d'uscita del fango e di realizzare la perdita di carico a fondo foro. Il fango in uscita dagli ugelli è anche utile per raffreddare lo scalpello, pulire i coni dai cutting, rimuovere i cutting generati a fondo foro ed aumentare l'efficacia di perforazione. Le modalità d'usura dei triconi sono la testimonianza di specifici problemi di perforazione, che possono essere evitati con una buona scelta dello scalpello;

- *Scalpelli a diamanti naturali*: questo tipo di scalpello è stato per lungo tempo l'unica alternativa agli scalpelli tricorni in formazioni dure ed abrasive, nelle quali questi ultimi si usurano troppo velocemente, rendendo la perforazione estremamente costosa. Inoltre, gli scalpelli a diamanti naturali sono stati a lungo gli unici utilizzabili con le prime turbine di fondo foro, poiché non possedendo parti in movimento, possono funzionare anche ad un alto numero di giri. Successivamente, l'uso di questi scalpelli si estese anche alle rocce di durezza media, specie se abrasive, dove spesso si dimostrano più efficienti degli scalpelli triconi, data la loro maggior durata a fondo foro. In questo tipo di scalpello i taglienti sono costituiti da diamanti naturali, di dimensioni variabili tra gli 0,1 ed i 3 carati, opportunamente incastonati sulle nervature radiali di una testa monoblocco realizzata in carburo di tungsteno. Il diamante agisce sulla roccia solamente con un'azione di taglio, asportando frammenti di spessore proporzionale alla sua penetrazione, funzione del peso applicato sullo scalpello. Questo tipo di scalpello funziona abradendo la roccia, ed i cutting prodotti sono molto fini, quasi pulverulenti. Si ricorda che il diamante naturale, essendo durissimo, è molto gracile e teme gli urti e le vibrazioni; inoltre, a 1.455°C si trasforma in grafite, ed è quindi necessario realizzare un efficace raffreddamento della faccia tagliente. Negli scalpelli a diamanti naturali, il fango esce da un foro centrare di area prefissata, distribuendosi radialmente lungo le nervature attorno a tutta la superficie di taglio, raffreddandola. Oggigiorno gli scalpelli a diamanti naturali sono di utilizzo relativamente limitato.
- *Scalpelli PDC*: questo tipo di scalpelli sono caratterizzati a una meccanica di taglio simile a quella degli scalpelli al diamante, ma posseggono speciali elementi taglienti realizzati con un particolare materiale detto diamante policristallino sintetico (PDC). I taglienti PDC sono caratterizzati da una profondità di taglio maggiore rispetto alle piccole dimensioni di un diamante. Essi perforano solo a taglio, e sono quindi adatti per rocce poco abrasive con comportamento prevalentemente plastico. I primi scalpelli PDC si mostrano immediatamente in grado di poter competere con quelli triconi, grazie soprattutto alla loro affidabilità intrinseca, poiché non possiedono parti in movimento, ed alla possibilità di essere accoppiati ai motori di fondo foro. Lo scalpello PDC è caratterizzato da una testa tagliente monoblocco, realizzata in acciaio o in carburo di tungsteno, sulla quale sono montati dei taglienti cilindrici, e da un corpo filettato per l'avvitamento alla batteria di perforazione. La testa è arrotondata, seguendo profili specifici, ed i taglienti sono disposti su nervature radiali della testa, variamente sporgenti, denominate lame. I taglienti sono composti ad un supporto cilindrico in carburo di tungsteno, su una base del quale è realizzato uno strato di qualche millimetro di diamante policristallino sintetico che costituisce



la parte tagliente vera e propria. Le caratteristiche di durezza e di resistenza all'abrasione del PDC sono paragonabili a quelle del diamante naturale. Gli scalpelli PDC forniscono prestazioni eccellenti principalmente su formazioni tenere e poco abrasive. Il fatto di essere caratterizzati da elevata velocità d'avanzamento, unitamente alla lunga durata dei taglienti, li hanno resi estremamente competitivi rispetto ai triconi nelle formazioni argillose o sabbiose poco consolidate. L'uso di questi scalpelli nelle formazioni dure ed abrasive è tuttora un problema non completamente risolto, infatti i taglienti sono molto sensibili ad urti, vibrazioni e carichi termici, più in generale l'energia richiesta per il taglio della roccia cresce con l'aumentare della durezza e dell'abrasività.

- *Scalpelli TSP*: rappresentano la migliore alternativa all'uso dei taglienti PDC. La tecnica per la produzione di questo tipo di materiale è simile a quella del PDC, con la differenza che non è costruito su un supporto di carburo di tungsteno, e che al termine del processo di fabbricazione si toglie il metallo catalizzatore (cobalto), ottenendo delle pastiglie di diamante TSP. Il cobalto ha infatti una dilatazione termica superiore a quella del diamante e, riscaldandosi, tende a distruggere la struttura policristallina. Il TSP è termicamente più stabile del PDC e può essere prodotto con dimensioni superiore a quelle dei diamanti naturali. I taglienti TSP sono realizzati in forma circolare o triangolare, e sono utilizzati per produrre utensili simili per concezione agli scalpelli a diamanti naturali. Essi sono incastonati sulle nervature di una testa monoblocco, realizzata in carburo di tungsteno, e hanno il vantaggio di possedere una profondità di taglio superiore a quella degli scalpelli a diamanti naturali ma inferiore rispetto al PDC. Sono adatti a perforare formazioni relativamente dure o intercalazioni di rocce tenere e dure: nelle rocce tenere la loro azione di taglio è simile a quella dei PDC, mentre nelle rocce dure si comportano come diamanti naturali. Chiaramente, date le piccole dimensioni dei taglienti, gli scalpelli TSP possiedono velocità di avanzamento minori rispetto ai PDC ma possono perforare più a lungo. La loro idraulica è simile a quella degli scalpelli a diamanti naturali.
- *Scalpelli impregnati*: questo tipo di scalpello è stato progettato per perforare formazioni particolarmente dure ed abrasive, dove tutti gli altri tipi di scalpelli si usurano in tempo brevissimo, rendendo la perforazione estremamente costosa. La struttura tagliente di questi scalpelli è costituita da segmenti sagomati di matrice di carburo di tungsteno, al cui interno è dispersa della polvere di diamante sintetico. Questi segmenti, generalmente di profilo arrotondato, sono saldati al corpo dello scalpello con processi ad elevate temperatura. Gli scalpelli impregnati non possiedono quindi dei taglienti veri e propri, ma distruggono la roccia per abrasione, poiché i segmenti diamantati, usurandosi, garantiscono l'esposizione di una certa quantità di polvere di diamante sempre nuovo. Dal punto di vista idraulico anche questo tipo di scalpello non possiede dusi, ma un'unica via centrale di flusso. Unico svantaggio degli scalpelli impregnati è che, vista la minima profondità di taglio della polvere di diamante, non è sempre possibile raggiungere velocità elevate d'avanzamento.

### 3.2.1.7 Testa pozzo

La testa pozzo e le apparecchiature di sicurezza sono dei dispositivi muniti di valvole che permettono di isolare il pozzo dall'ambiente esterno. In questo modo è possibile controllare in maniera efficace e sicura le pressioni che si sviluppano all'interno del pozzo quando esso è

### 3. TECNOLOGIE PER L'ESTRAZIONE

messo in comunicazione idraulica con le formazioni del sottosuolo. La testa pozzo è una struttura fissa che connette i vari casing che escono dal pozzo; se questo è produttivo, essa rimane in loco fino al termine della perforazione, ed è completata con la croce di produzione. Le apparecchiature di sicurezza sono invece dispositivi montati direttamente sulla testa pozzo ed usati solo in fase di perforazione. Le teste pozzo si classificano in due grandi categorie: quelle di superficie e quelle sottomarine.

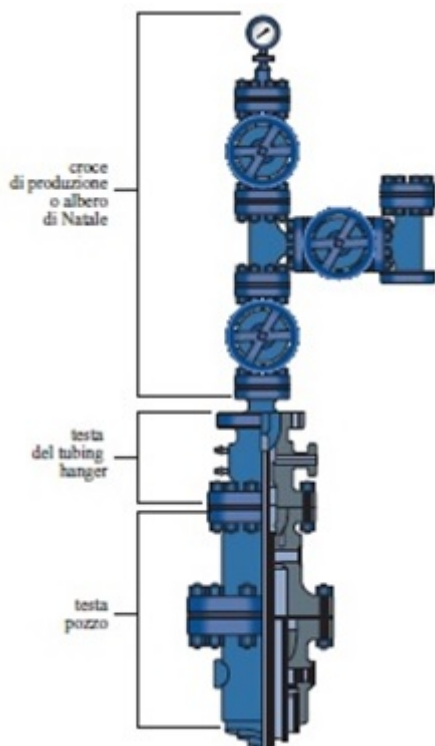


Figura 3.8: Testa pozzo Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

La testa di pozzo di superficie è caratterizzata dal fatto d'essere accessibile. Nei pozzi a terra è posizionata sul fondo della cantina ed è solidale al casing d'ancoraggio. Nella perforazione in mare è utilizzata in tutti i pozzi perforati da impianti che poggiano stabilmente sul fondale. La testa pozzo sottomarina è invece utilizzata in pozzi perforati con impianti offshore per acque profonde, è collocata sul fondo del mare ed è progettata per non prevedere l'accesso diretto né in fase di montaggio né in fase d'esercizio.

Gli elementi che compongono una testa pozzo di superficie sono: la flangia base, i corpi intermedi, i cunei d'ancoraggio, i gruppi di tenuta ed il corpo superiore. La flangia base è l'elemento posto più in basso, poggia sul terreno ed è montata sulla colonna d'ancoraggio per saldatura o avvitamento. I corpi intermedi sono elementi cilindrici flangiati all'estremità che hanno lo scopo di coprire la testa del casing precedente e di sostenere il peso di quello successivo. All'interno del corpo intermedio

vi è la sede per il gruppo di tenuta, una parte tronco-conica in cui s'alloggiano i cunei per l'ancoraggio della colonna, e la sede delle guarnizioni di tenuta. L'accoppiamento meccanico di due corpi intermedi sovrapposti è realizzato con flange imbullonate o con clampe, garantendo la tenuta idraulica con una guarnizione metallica ad anello. La flangia base ed i corpi intermedi sono corredati da uscite laterali, munite di doppia valvola, per il controllo delle pressioni nelle intercapedini e per eventuali interventi di pompaggio di fluido in pozzo. I cunei d'ancoraggio sono elementi che permettono di ancorare la parte terminale del casing alla testa pozzo. Il loro profilo interno è cilindrico mentre quello esterno è a tronco di cono e si incunea sulla corrispondente parte tronco-conica all'interno del corpo intermedio. Sulla superficie cilindrica interna dei cunei sono ricavati dei denti che fanno presa sul corpo esterno del casing, ancorandolo stabilmente alla testa pozzo. I gruppi di tenuta sono formati da anelli in acciaio con guarnizione in gomma: comprimendo gli anelli la gomma si dilata, assicurando la tenuta idraulica. L'incuneamento del casing nel corpo intermedio s'esegue dopo aver sottoposto il casing ad una trazione opportunamente calcolata, resa permanente dall'incuneamento. Tale trazione ha lo scopo di



evitare fenomeni d'inflessione delle colonne durante la vita produttiva del pozzo, che possono essere causati dall'aumento della temperatura durante la fase di produzione; infatti, viste le profondità oggi raggiunte nella coltivazione dei giacimenti di idrocarburi, i fluidi di strato possono essere molto caldi anche in aree a gradiente geotermico normale. Poiché il casing è vincolato in due punti, sia a fondo pozzo che a testa pozzo, la dilatazione termica conseguente alla messa in produzione di fluidi ad alta temperatura tende a sollecitare il casing a pressoflessione, potendo provocarne la rottura per carico di punta. Se il pozzo è produttivo, si devono installare al suo interno delle attrezzature (il completamento di pozzo) per produrre i fluidi del sottosuolo e montare sulla testa pozzo la croce di produzione. Dopo la discesa del casing di produzione, si collega mediante flangia l'ultimo corpo superiore che permette la sospensione dei tubini di produzione e l'isolamento dell'intercapedine tra tubini e casing di produzione. Sulla testa pozzo è infine montata la croce di produzione, un sistema di valvole che permette di regolare il flusso dei fluidi prodotti a testa pozzo.

### 3.2.1.8 Apparecchiature di sicurezza

Le installazioni di testa pozzo sono fornite di sistemi automatici che garantiscono il funzionamento degli impianti rispetto alle norme di sicurezza. Le apparecchiature di sicurezza dette anche BOP sono delle grosse valvole automatiche che intervengono in caso di:

- Alta pressione;
- Bassa pressione;
- Incendio;
- Emergenza.

Queste valvole sono in grado di chiudere completamente il pozzo in poche decine di secondi ed in qualsiasi condizione operativa.

I BOP degli impianti a terra e degli impianti a mare fissi sono installati sulla testa pozzo in superficie, mentre negli impianti marini galleggianti si trovano sul fondo del mare, sulla testa pozzo sottomarina; ciò consente di poter sempre svincolare in condizioni di sicurezza l'impianto galleggiante dalla testa pozzo. La sovrapposizione di diversi BOP costituisce il gruppo dei BOP, ossia l'insieme delle attrezzature per effettuare in situazioni d'emergenza la chiusura del pozzo, e per riportarlo in condizioni di sicurezza. Un gruppo BOP standard è composto da:

- Uno o più rocchetti per la connessione alla testa pozzo;
- BOP a ganasce sagomate a due funzioni;
- BOP a ganasce sagomate ad una funzione;
- BOP anulare;
- Tubo pipa;
- Kill line o Choke line, necessarie per le operazioni di ripristino dell'equilibrio idraulico in seguito a problemi di controllo pozzo.

Il gruppo del BOP ha le seguenti funzioni:

### 3. TECNOLOGIE PER L'ESTRAZIONE

---

- Chiudere la luce del pozzo attorno a qualsiasi tipo d'attrezzatura;
- Permettere il pompaggio di fango attraverso la kill line;
- Consentire lo scarico del fango attraverso la choke line;
- Permettere la movimentazione della batteria quando il pozzo è chiuso (stripping).

La scelta dei singoli elementi del BOP dipende dalla pressione massima prevista a testa pozzo, desumibile dalle indagini geologiche effettuate in fase di progettazione. I singoli BOP sono caratterizzati dalla pressione massima d'esercizio, dal diametro interno, dal tipo di sezione su cui fanno tenuta e dalla presenza di gas acidi. Ne esistono due tipi principali: anulari ed a ganasce.

Il BOP anulare è sempre installato in testa ed è caratterizzato da un elemento di tenuta in gomma di forma toroidale, rinforzato con inserti in acciaio. L'elemento di tenuta è attivato da un pistone, comandato idraulicamente, che lo comprime obbligandolo ad espandersi radialmente, in modo tale da stringersi attorno a qualsiasi attrezzo si trovi in sua corrispondenza. Se nella luce del pozzo non vi è nulla, il BOP anulare permette la chiusura totale del foro, anche se ciò è sconsigliato perché si sollecita in modo anomalo la gomma dell'elemento di tenuta. Esso può essere anche attivato a bassa pressione di chiusura per effettuare operazione di stripping, necessarie per alcune particolari procedure di controllo pozzo. Nella procedura di chiusura del pozzo normalmente si aziona prima il BOP anulare, poiché il suo meccanismo di chiusura permette un arresto graduale del flusso di fango.

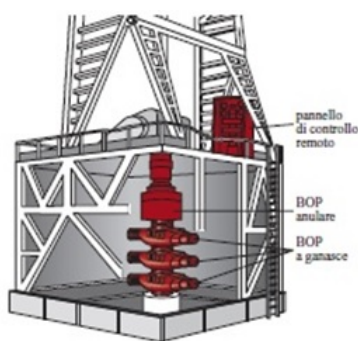


Figura 3.9: Testa pozzo con BOP Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

I BOP a ganasce sono costituiti da valvole a due ganasce simmetriche e contrapposte che chiudono il pozzo scorrendo orizzontalmente fino a battuta. Possono essere a diametro fisso o variabile; in quest'ultimo caso l'elemento di tenuta è contenuto in un anello segmentato che lo obbliga a conformarsi intorno alla sezione su cui far tenuta. Vi sono poi ganasce trancianti, progettate per chiudere il pozzo in situazioni di emergenza tranciando i materiali tubolari in esso presenti. Infine ci sono anche ganasce "cieche", ovvero non sagomate, che chiudono il pozzo quando non è presente alcun materiale tubolare. Le caratteristiche

peculiari dei BOP a ganasce sono la rapidità di chiusura, effettuata idraulicamente in pochi secondi, la possibilità d'azionamento manuale in situazioni di emergenza e la presenza di un dispositivo che mantiene le ganasce chiuse sotto carico anche in caso di perdita di pressione nel circuito d'azionamento. Il corpo di un BOP a ganasce può alloggiare una o due coppie di ganasce sovrapposte permettendo diverse opzioni di chiusura.

I BOP sono comandati e attuati idraulicamente tramite un sistema oleodinamico che riceve energia da un gruppo d'accumulatori di pressione ubicati sul piazzale a distanza dalla testa pozzo. Ogni BOP può essere azionato separatamente. Per garantire l'operatività anche in situazioni d'emergenza, il sistema d'azionamento e comando dei BOP è realizzato in modo da funzionare

indipendentemente dall'energia disponibile nell'impianto. Il sistema accumulatore è costituito da una serie di serbatoi in pressione in cui s'immagazzinano olio idraulico e gas inerte. Sono inoltre presenti i serbatoi per lo stoccaggio del fluido di riserva e di ritorno dai BOP, un gruppo pompe per la pressurizzazione dell'olio idraulico e le condotte di distribuzione dell'olio in pressione. I BOP si possono azionare tramite due pannelli di comando: uno principale posto sul piano sonda, uno a distanza ubicato nei pressi dell'accumulatore. A volte può esserci un terzo pannello collocato negli uffici.

Se non è possibile montare un gruppo BOP si usa un diverter. Il diverter garantisce un sistema di controllo del gas proveniente da sacche superficiali, normalmente caratterizzate da bassa pressione ed elevata portata. Esso non arresta il flusso del gas, ma lo dirige in sicurezza fuori dall'area di lavoro fino al suo naturale esaurimento. L'uso di un BOP tradizionale non è consigliabile durante la perforazione della fase superficiale, poiché la contropressione trasmessa al fondo in caso di chiusura potrebbe portare alla fratturazione del terreno superficiale, che possiede un basso gradiente di fratturazione, e potrebbe causare l'erogazione incontrollata di gas alle spalle del pozzo.

Oltre al gruppo BOP sono presenti, per i casi di incendio ed emergenza delle valvole che vengono attivate per bloccare il pozzo. Queste valvole sono essenzialmente di due tipi :

- Valvole di blocco o SDV (shut-down valve);
- Valvole di depressurizzazione o BDV (blow-down valve).

Le prime sono così chiamate perché bloccano la produzione e quindi necessitano dell'intervento manuale per il riarmo. Le valvole blow-down sono invece valvole normalmente chiuse che intervengono per depressurizzare le linee e gli impianti solo quando si verificano:

- Blocco per incendio;
- Blocco per emergenza;
- Blocco da telecomando.

Anche queste valvole necessitano comunque di un riarmo manuale. Il blocco di produzione proviene dai sensori e dai dispositivi di rilevamento sparsi per l'impianto. Essi possono essere:

- Pressostati;
- Rete tappi fusibili;
- Pulsanti di emergenza.

I pressostati, chiamati anche piloti, secondo la loro taratura intervengono per l'alta o la bassa pressione e il loro intervento fa chiudere solo le valvole di blocco arrestando la produzione. I pressostati di alta pressione sono installati per salvaguardare gli impianti da pressioni anomale tali da causarne la rottura. I pressostati di bassa pressione intervengono in caso di rottura della condotta: la pressione diminuisce e il pilota chiude la produzione di gas. I piloti possono essere elettrici o pneumatici: a ogni intervento, i primi trasmettono un segnale elettrico, i secondi, un segnale pneumatico.

### 3. TECNOLOGIE PER L'ESTRAZIONE

---

La rete tappi fusibili è un circuito chiuso, ad aria o a gas, posta su tutte le apparecchiature presenti. Il circuito tappi fusibili è costituito essenzialmente da un tubicino (in genere ad anello) sul quale sono fissati una serie di tappi realizzati con materiale a bassa temperatura di fusione: in caso d'incendio si avrà la fusione di uno o più tappi e la conseguente depressurizzazione della linea. La caduta di pressione innesca la sequenza dei blocchi che arrestano la produzione per mezzo di valvole di blocco e scaricano il gas in atmosfera attraverso le valvole blow-down.

Si è visto che esistono pressostati tarati in funzione della pressione massima che si vuole mantenere in quel preciso tratto di linea. A ulteriore garanzia di non superare questa pressione sono installate valvole di sicurezza o PSV, che intervengono solo nei casi in cui i pressostati non siano intervenuti o la pressione continui ad aumentare. Al raggiungimento della pressione di bollo di un recipiente, la valvola di sicurezza interviene scaricando nell'atmosfera l'eccesso di pressione, salvaguardando così l'involucro del recipiente. Se la pressione statica del pozzo è minore della pressione di bollo del separatore, la valvola di sicurezza non interverrà. Al posto di una PSV si può trovare una valvola di sicurezza chiamata "Thermo-safety valve" (TSV) detta anche "Thermo-relief valve" (TRV) che interviene in seguito all'aumento di temperatura.

#### 3.2.1.9 Rivestimento e cementazione del pozzo

La perforazione di un pozzo comporta una perturbazione dell'equilibrio meccanico e idraulico delle formazioni rocciose circostanti, perciò occorre reinstaurare questo equilibrio tramite la messa in opera periodica di opportune colonne di rivestimento dette casing: si tratta di una tubazione in acciaio che parte dalla superficie ed 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, elimina le perdite di circolazione, protegge il foro da urti e sfregamenti causati dalla batteria di perforazione e funge da ancoraggio per le apparecchiature di sicurezza. Al termine della perforazione un pozzo è composto da una serie di tubazioni concentriche di diametro decrescente, ognuna delle quali arriva ad una profondità maggiore. I casing sono formati da tubi in acciaio senza saldatura, con filetto maschio a entrambe le estremità, uniti tra loro da manicotti filettati. Esistono anche casing speciali a giunzione diretta, senza manicotto. Le funzioni e la denominazioni dei vari casing variano secondo la profondità; partendo da quello più superficiale, si ha dapprima il tubo guida, poi la colonna d'ancoraggio, le colonne intermedie ed infine la colonna di produzione.

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 che potrebbe compromettere la stabilità delle fondazioni dell'impianto. 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 prima colonna di rivestimento è quella successiva, che riveste il foro perforato all'interno del tubo guida; è detta colonna di ancoraggio e le due funzioni sono:

- Proteggere le falde di acqua dolce dal potenziale inquinamento da parte del fango;
- Ancorare le successive colonne di rivestimento;
- Supportare la testa pozzo.

Per accrescere la sua rigidità e renderla adatta a sopportare i carichi di compressione conseguenti al posizionamento dei casing successivi, la colonna di ancoraggio è cementata fino in superficie. La sua lunghezza dipende dalla profondità degli acquiferi e dalla pressione prevista a testa pozzo, in seguito all'ingresso dei fluidi di strato nel casing. Infatti, poiché la colonna di ancoraggio è il primo casing su cui si montano i BOP, occorre posizionarla ad una profondità in cui la pressione di fratturazione della formazione sia sufficientemente elevata, tale da permettere di chiudere i BOP senza rischi.

Le colonne di rivestimento successive sono delle colonne tecniche 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. Con l'approfondirsi del foro, quando la pressione idrostatica del fango necessaria per perforare in sicurezza diventa pari alla pressione di fratturazione della formazione più debole presente nel foro scoperto, occorre rivestire il pozzo. Solitamente la formazione più debole è quella più superficiale, subito sotto l'ultimo tratto di casing cementato. In questo modo è possibile perforare ogni fase del pozzo con fluidi di perforazione a densità diverse. Le colonne intermedie sono cementate per tutto il tratto di foro scoperto, sino ad un centinaio di metri entro la colonna precedente.

La colonna di produzione 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 per il completamento che permettono la risalita a giorno dei fluidi di strato. Si tratta della colonna di rivestimento più importante e deve rimanere integra ed efficiente per tutta la vita produttiva del pozzo. La sua progettazione deve assicurare la resistenza alla pressione massima prevista nei fluidi da produrre ed a garantire la resistenza alla corrosione eventualmente indotta dalla composizione chimica dei fluidi stessi.

L'ultimo casing può essere parziale: ossia può non arrivare in superficie a pieno diametro ma terminare ed essere ancorato all'estremità inferiore del casing precedente. In questo caso non si parla più di casing ma di liner, un rivestimento agganciato al casing precedente per mezzo di un dispositivo (liner hanger) che garantisce la tenuta idraulica e meccanica. La scelta del liner piuttosto che il casing dipende da motivi economici e da motivi tecnici; inoltre il liner permette anche di migliorare l'idraulica del pozzo, poiché la diminuzione della lunghezza dell'annulus a piccolo diametro riduce le perdite di carico di circolazione. I liner possono essere reintegrati fino alla superficie con un casing inserito successivamente in un'apposita sede ricavata dalla testa dell'hanger.

La cementazione, invece, è l'operazione di pompaggio di una malta cementizia tra casing e formazione, iniettata nell'annulus dall'interno del casing stesso, in modo da garantire un isolamento idraulico tra le varie sezioni, impedire la migrazione dei fluidi dagli strati a pressione maggiore a quelli a pressione minore e infine di sostenere il pozzo ed evitare che il materiale ricada verso il vuoto sottostante. La buona riuscita della cementazione dipende dall'efficacia di spiazzamento della malta, che deve sostituire la maggior quantità possibile del fango presente nell'annulus, la densità e viscosità del fango e della malta, la centralizzazione del casing, ecc. Dal punto di vista operativo, raggiunta la quota di tubaggio di un certo tratto di foro, si procede alla determinazione del diametro reale del pozzo tramite log, da cui è possibile calcolare il volume di malta necessaria per la cementazione. Nel frattempo si preparano i tubi di rivestimento, munendoli di centralizzatori e raschiatori: i primi servono a mantenere il casing centrato nel

foro, mentre i secondi hanno la funzione di rimuovere il pannello di fango dalla parete foro, migliorando la presa del cemento sulla formazione. Sul primo spezzone di casing si monta la scarpa di cementazione, un tubo dello stesso diametro del casing, con estremità arrotondata, munito di valvola di non ritorno, che impedisce il riflusso nella colonna del fluido contenuto nell'annulus. A distanza di uno o di due tubi dalla scarpa si montano due collari per fermare i tappi di cementazione. La discesa del casing in pozzo si effettua avvitando i tubi sul piano sonda e immettendoli in foro con l'ausilio del gancio, al pari di una manovra di discesa della batteria di perforazione.

#### 3.2.1.10 Separazione gas-liquidi

Nella separazione di gas-liquidi il gas proveniente dal pozzo si separa dai liquidi per differenza di peso specifico, sfruttando l'azione della forza di gravità; ovviamente perché ciò avvenga, i fluidi devono essere immiscelabili. In caso i fluidi siano miscelabili, i fluidi non possono essere separati per sola gravità quindi si procede a un processo di distillazione. Più nel dettaglio la separazione della fase liquida del gas naturale si divide in due fasi distinte:

- Separazione della nebbia dalla fase gas;
- Separazione della schiuma dalla fase liquida.

La nebbia può essere abbattuta se vi è un adeguato tempo di permanenza del gas, per consentire la ricaduta delle goccioline del liquido, e se vi è una moderata velocità attraverso l'apparecchiatura, per evitare turbolenze che impedirebbero la ricaduta di goccioline del liquido. Poiché le bolle di gas nel liquido (schiuma) si possono rompere in un tempo variabile tra i trenta e i sessanta secondi, gli apparecchi devono venire dimensionati in modo che il liquido rimanga nel recipiente per questo tempo (tempo di ritenzione). La fase liquida è estratta dal gas per mezzo di separatori. Ne esistono di diversi tipi e si distinguono in:

- Separatori funzionanti ad alta pressione, in genere usati nell'area del pozzo;
- Separatori a bassa pressione, normalmente usati nella centrale di trattamento del gas;
- Separatori orizzontali;
- Separatori verticali.

I separatori orizzontali sono più economici di quelli di altra forma quando si vogliono trattare grandi volumi di gas. Ciò è dovuto al fatto che l'azione della gravità sulle gocce del liquido agisce in modo perpendicolare a quella del flusso del gas e quindi dette gocce devono percorrere una distanza relativamente breve prima di toccare la superficie del liquido o uno dei setti di raddrizzamento.



Figura 3.10: Separatore orizzontale Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

separatori orizzontali a un corpo è più indicato per trattare gas contenenti poco liquido, inoltre è impiegabile con grande successo nei trattamenti di gas schiumosi. Se vi sono portate alte e bruscamente variabili si preferisce usare un separatore orizzontale a due corpi a causa della maggiore efficienza a trattare questo tipo di gas.

In un separatore verticale invece, benché si abbia una velocità del gas bassa, poiché il flusso interessa l'intera sezione, la capacità di separazione è inferiore rispetto al separatore orizzontale benché le particelle di liquido per separarsi debbano cadere in direzione contraria al flusso. A discapito degli svantaggi sopra detti questo tipo di separatore è usato in pratica nella quasi totalità delle piattaforme a causa della mancanza di spazio. Esso presenta grandissimi vantaggi quando si devono trattare flussi contenenti grandi quantità di fango o sabbia e può trattare una maggiore quantità d'olio per unità di gas rispetto ad altri tipi d'apparecchiatura. Questo separatore è perfetto per la produzione di gas-lift o per quelli che erogano grandi quantità di liquido; consente un buon risparmio di spazio, dove la superficie d'installazione è limitata, ma presenta difficoltà di montaggio su skid se l'altezza è notevole. Un altro svantaggio di questo separatore è la sua altezza che rende difficoltoso l'accesso alla strumentazione di sicurezza installata in esso. L'uscita del gas, trovandosi sulla sommità rende complicato il collegamento del separatore alla rete di produzione. Per migliorare l'efficienza di questo separatore si inseriscono all'interno dei deflettori, filtri di coalescenza e pacchi filtranti. Il separatore è bifase quando separa solo due fluidi, trifase quando ne separa tre.

Questi sono disponibili sia a singolo che a doppio corpo. Indipendentemente dal numero di corpi, i separatori orizzontali presentano degli inconvenienti per il trattamento di fluidi che contengono sabbia o fango non avendo un efficace scarico di fondo attraverso il quale sia possibile eliminare con facilità i depositi; conseguentemente le parti solide che si accumulano sul fondo possono ridurre drasticamente la portata dei liquidi. Per le stesse ragioni è molto difficile effettuare una pulizia completa tramite lavaggio. In aggiunta quando abbiamo problemi di spazio, il separatore orizzontale non è indicato. In climi freddi, il



Figura 3.11: Separatore verticale Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

### 3.2.1.11 Riscaldamento del gas

Dopo il separatore è installato un forno a fiamma indiretta che permette d'aumentare la temperatura del gas in modo tale da poter mandarlo alla centrale senza rischio di formazione

### 3. TECNOLOGIE PER L'ESTRAZIONE

d'idrati, infatti, il gas durante il trasporto dal pozzo alla centrale subisce un raffreddamento dovuto ad espansione per perdite di carico, scambio termico con il terreno nei tratti interrati e scambio termico con l'aria per i tratti fuori terra. Le perdite di carico a testa pozzo e nel gasdotto riducono progressivamente la pressione del gas e nello stesso tempo portano a un abbassamento della temperatura tale da permettere la formazione d'idrati. Per evitare questi inconvenienti di percorso si usano forni o riscaldatori a fiamma indiretta. Questi macchinari sono costituiti da un corpo cilindrico orizzontale all'interno del quale sono alloggiati due serpentine, la prima percorsa dal gas da riscaldare, la seconda percorsa dai fumi di combustione del gas. Ambedue le serpentine sono immerse in un bagno di acqua che in esercizio non deve superare i 90°C. Secondo il tipo di forno si hanno diverse quantità di calore immesso e conseguentemente anche serpentine diverse. La regolazione è totalmente automatica; un termoregolatore interrompe il flusso di comburente al bruciatore a seconda della temperatura che deve raggiungere il gas. Spesso un altro regolatore impedisce che l'acqua assuma valori di temperatura tali da vaporizzare e scoprire i tubi di riscaldamento provocando il loro surriscaldamento e indebolimento.

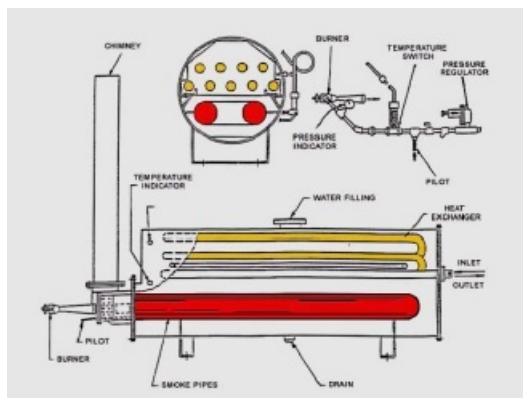


Figura 3.12: Forno a fiamma indiretta Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

#### 3.2.1.12 Regolazione manuale

All'uscita del forno riscaldatore il gas passa attraverso una valvola di regolazione manuale denominata valvola Duse (chocke valve). La funzione della Duse è di regolare la portata del gas di un pozzo con il conseguente controllo della pressione, giacché questo tipo di valvola non è altro che una restrizione della sezione di passaggio della tubazione. In questo modo si provoca un aumento della velocità del gas a scapito della pressione. Da quanto detto può essere facile il paragone tra la valvola Duse e un riduttore di pressione; ciò, però è vero solo durante la fase dinamica, in altre parole fino a che c'è portata dentro la valvola.

#### 3.2.1.13 Misura del gas

Oltre la separazione dei liquidi, il riscaldamento, la regolazione del flusso e della pressione, sul gas è eseguita la misura della portata al fine di monitorare la produzione. Questa misurazione è eseguita per mezzo di un trasmettitore di pressione differenziale che rileva la variazione di pressione tra il monte e la valle tramite una flangia calibrata denominata orifizio di misura.

#### 3.2.1.14 Misura dei liquidi

Per avere un quadro completo della produzione gas-liquidi all'interno di un pozzo si devono misurare anche i liquidi. All'uscita del separatore sono installate una valvola SDV (shut down valve) e una valvola LCV (level control valve). La valvola LCV è comandata da un controllore di livello (LC) installato sul separatore. Conoscendo la capacità di scarico della valvola a ogni



intervento è possibile misurare il volume di liquido prodotto dal pozzo. La valvola SDV, invece, è comandata dall'interruttore di bassissimo livello sul separatore e ha la funzione di chiudere lo scarico dei liquidi quando questi raggiungono il bassissimo livello, in modo tale da evitare la fuoriuscita del gas.

### **3.2.1.15 Gas strumenti**

Prevedere un sistema di alimentazione di aria strumenti in ciascuna area del pozzo sarebbe economicamente molto dispendioso sia come investimento sia come esercizio e manutenzione. Spesso si usa al posto dell'aria il gas naturale che permette di realizzare un circuito di alimentazione pneumatica che necessita di poca manutenzione. Il gas viene prelevato generalmente da un collettore e canalizzato verso un impiantino di trattamento costituito da gorgogliatori a glicol, heater, filtri, riduttori e diverse valvole di sicurezza BDV e SDV. All'uscita il gas è pronto per essere inviato alle utenze.

### **3.2.1.16 Trattamento delle acque**

In un processo onshore il circuito di trattamento acque di processo è costituito da:

- Pozzo reiniettore;
- Serbatoio di stoccaggio (skimmer);
- Pompe d'iniezione;
- Trattamenti chimici.

Tutti i liquidi di processo sono convogliati nello skimmer, dove sono separati per gravità. La capacità, espressa in volume, del serbatoio dipende sia dalla portata del liquido prodotto sia dalla portata dei liquidi che il pozzo reiniettore è in grado di assorbire. Le pompe d'iniezione sono di tipo volumetrico a più stadi e sono in grado di raggiungere pressioni elevate, necessarie per vincere la pressione di giacimento.

#### 3.2.2 Coltivazione offshore

Come visto nei capitoli precedenti esistono diversi tipi di impianti per l'estrazione di gas da un giacimento a mare. Se uno o più perforazioni esplorative mettono in luce un giacimento con riserve tali da giustificarne la coltivazione, occorre progettare e predisporre le strutture permanenti di produzione, che molto spesso sono in grado di ospitare anche un impianto di perforazione, utilizzato per perforare gli ulteriori pozzi di sviluppo. Le strutture permanenti di produzione degli idrocarburi a mare sono dei complessi impiantistici e strutturali ad alta tecnologia, costruiti secondo concetti ed architetture molto variabili a seconda della profondità dell'acqua.

##### 3.2.2.1 Impianti di perforazione appoggiati sui fondali

**Pontoni di perforazione sommergibili** I pontoni di perforazione erano usati per perforare in zone paludose non accessibili alla viabilità ordinaria. Essi sono formati da uno scafo a pescaggio limitato, diviso in compartimenti che possono essere allagati, per fare appoggiare il pontone sul fondo, e possono essere svuotati, al termine delle operazioni, riportando il natante in galleggiamento e permettendone lo spostamento. Sopra lo scafo sono presenti uno o due ponti: in quest'ultimo caso, sul ponte inferiore vi è la sala macchine, le pompe per la circolazione del fango, l'area di stoccaggio dei prodotti chimici e l'unità di cementazione, mentre sul ponte superiore si trova l'area degli uffici, degli alloggi, il deposito dei materiali tubolari, e l'impianto di perforazione, solitamente posizionato a poppa. In seguito, dalle zone paludose ci si è spostati a perforare in zone di delta vere e proprie, caratterizzate da variazioni periodiche del livello del mare, per cui alla struttura sopra descritta è necessario sopraelevare il ponte su cui sistemare l'impianto e le varie attrezzature. Per poter operare in queste condizioni, fu progettato un pontone con scafo

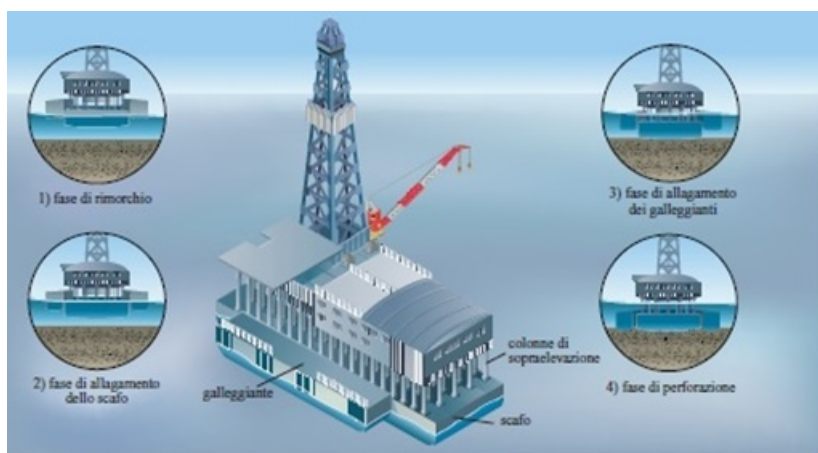


Figura 3.13: Pontoni di perforazione sommergibili Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

allargabile, in cui i ponti principali erano sopraelevati rispetto allo scafo tramite una serie di colonne. In posizione di lavoro, il pontone si trasformava in una sorta di palafitta, che permetteva la perforazione in acque profonde fino a 8-10 metri. Le tipiche colonne di sopraelevazione (post) diedero il nome a questo particolare tipo d'impianto detto *posted barae* (chiatta infissa), utilizzabile solo in acque estremamente calme.

Questi impianti sono utilizzati ancora oggi e le tecniche di perforazione impiegate sono le stesse dei pozzi a terra. Successivamente questo tipo d'impianto fu ulteriormente modificato, al fine di poter operare in acque sempre più profonde. La struttura a palafitta si trasformò in una vera e propria struttura reticolare metallica, formata da grandi tubi saldati tra loro. In particolare, i piloni perimetrali, costituiti da tubi di grosso diametro, furono ingranditi per poter essere allagati o svuotati,

rendendo la struttura galleggiante e permettendone lo spostamento. La piattaforma collocata sopra la struttura reticolare ospitava tutto l'impianto di perforazione, denominate piattaforma a bottiglie sommergibili. Questi impianti, erano capaci di perforare in qualche decina di metri d'acqua. L'impianto più grande di questo tipo, era in grado di operare fino ai 50 metri.

**Le piattaforme di perforazione autosollevanti (jack-up)** La perforazione in mare ormai si spinge anche in acque molto profonde quindi si necessita di un altro tipo d'impianto. Per limitare gli alti costi necessari per la costruzione di pontoni di perforazione sommergibili sempre più alti, furono ideate le piattaforme di perforazione autosollevanti, comunemente detti jack-up.

I jack-up sono scafi galleggianti a pianta triangolare o rettangolare, dotati di lunghe gambe mobili poste ai vertici dello scafo. Le gambe possono scorrere verticalmente rispetto allo scafo,



Figura 3.14: Piattaforme di perforazione autosollevanti  
Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

grazie a sistemi di sollevamento con martinetti oppure con meccanismi a pignone e cremagliera, che permettono di far poggiare i cassini di carico sul fondo marino e far quindi sollevare lo scafo sopra il livello del mare. Con queste strutture tutta la struttura poggia stabilmente sul fondo marino e la grande piattaforma è in grado di ospitare impianti di perforazione sempre più complessi. I jack-up più grandi sono in grado di operare in profondità d'acqua notevoli: esistono impianti con gambe lunghe 150 metri, che sono capaci di perforare in fondali di 90-110 metri d'acqua. Tutti i jack-up moderni sono dotati anche di una piattaforma laterale per l'atterraggio di elicotteri. In posizione di navigazione, durante gli spostamenti da un pozzo all'altro, le gambe sono sollevate, e l'impianto galleggia sullo scafo. Una volta in posizione, le gambe vengono abbassate, si fanno lentamente penetrare i cassoni nel fondale, al fine di compattarlo adeguatamente, in modo che possa sostenere il peso dell'intero scafo. Dopo che lo scafo si è sollevato di circa un metro sulla superficie del mare, si esegue la precarica, zavorrando lo scafo stesso con l'acqua, in modo da simulare i carichi massimi prevedibili durante le fasi operative. In questo modo, si completa l'assestamento dei cassoni di carico, assicurando la stabilità della struttura fino al termine delle operazioni di perforazione. Infine lo scafo viene definitivamente sollevato sul livello del

mare di circa 10-15 metri a seconda della massima altezza d'onda prevista in caso di tempesta. L'altezza di sollevamento deve essere tale che il fondo dello scafo non possa essere raggiunto dalla cresta delle onde, che potrebbero destabilizzare la struttura. I jack-up possono essere a

### 3. TECNOLOGIE PER L'ESTRAZIONE

---

gambe indipendenti o a gambe collegate tra loro alla base per mezzo di una piastra di carico che sostituisce i singoli cassoni di carico. Questa configurazione permette di aumentare la superficie di appoggio, riducendo il carico specifico agente sul fondo marino, ed è necessaria in fondali di scarsa portanza. Lo spostamento dei jack-up per brevi tragitti è effettuato in galleggiamento, con l'aiuto di rimorchiatori per il traino, mentre per spostamenti a lungo raggio si utilizzano navi attrezzate con ponte di carico autoaffondabile, dopo aver posizionato il jack-up sul ponte, a gambe sollevate, la nave è posta in assetto di galleggiamento normale, consentendo il trasporto dell'impianto anche da un continente all'altro in tempi relativamente brevi. La tecnica di perforazione utilizzata sui jack-up è la stessa impiegata sulla terraferma. I BOP sono quelli ordinari e poggiano sul tubo guida (conductor pipe) che deve essere autoportante: ciò è possibile per profondità dell'ordine di 50-60 metri, oltre le quali occorre installare una struttura fissa sul fondale, per poter supportare sia gli sforzi laterali generati dalle correnti marine, sia i carichi verticali dovuti al peso proprio del tubo guida e dei BOP. Il tubo guida è infisso nel fondale marino tramite un battipalo se il fondale è sufficientemente soffice, in caso contrario, occorre perforare le rocce sul fondale con una batteria di aste munita di scalpello, facendo circolare acqua di mare. In questo caso il tubo guida deve essere completamente cementato.

L'impiego più tipico dei jack-up è la perforazione di pozzi su piattaforme fisse multipozzo (jacket), appositamente costruite per la fase di sviluppo di un giacimento. Dopo aver posizionato stabilmente il jacket sul fondo marino ed aver predisposto i vari tubi guida dei pozzi, il jack-up viene trasportato a fianco del jacket per la perforazione dei pozzi di sviluppo. A questo scopo il jack-up deve essere del tipo a mensola, con la torre posizionata su di uno slittone scorrevole lungo due assi, per potersi posizionare sulla verticale di ogni singolo tubo guida di ciascun pozzo.

È possibile inoltre, se vi sono acque poco profonde, perforare con un sistema detto "con nave appoggio". Questo sistema è utilizzato per la perforazione di pozzi di sviluppo da jacket leggeri, non in grado di ospitare un impianto di perforazione completo. In questo caso, sulla piattaforma fissa, è installata la sola torre di perforazione, mentre tutte le altre attrezzature sono sistemate sul tender, una nave di servizio opportunamente attrezzata ed ormeggiata al fianco della piattaforma fissa. Il collegamento tra tender e piattaforma è assicurato da tubi flessibili per i fluidi e da cavi per l'energia. Un piano inclinato con un estremo appoggiato sul tender e l'altro incernierato sul piano sonda è utilizzato per il trasbordo del personale e del materiale necessario all'attività di perforazione. Questo tipo d'impianto può essere utilizzato solo in acque relativamente tranquille, poiché il tender deve essere disconnesso anche in presenza di moto ondoso non particolarmente forte.

La piattaforma è costituita da due parti principali; il Jacket costituito dalla piattaforma di acciaio di sostegno e il Deck comprendente:

- Piano pozzi;
- Modulo di processo;
- Modulo di produzione energia elettrica;
- Modulo di produzione aria compressa (ove necessario);
- Modulo alloggi.

Il jacket è la struttura d'acciaio costituito da quattro, sei o otto gambe che sono ancorate sul fondale marino e costituiscono il sostegno della piattaforma petrolifera. Sopra il jacket posa il deck che è costituito da due piani distinti: il cellar deck ed il main deck. Il cellar deck è il primo piano della piattaforma e si trova a circa tredici metri sopra il livello del mare. Qui in genere vi sono l'area testa pozzo, l'impianto antivegetativo, i serbatoi di stoccaggio dell'acqua dolce, i cabinati per la produzione d'energia elettrica, il cabinato per il generatore d'emergenza, la cabina di strumentazione, la cabina di controllo (STAU) con la funzione d'acquisire, elaborare e trasmettere i dati. Il main deck è il secondo piano della piattaforma e si trova a circa diciotto metri sopra il livello del mare. Qui si trovano il modulo alloggi e di processo, l'impianto di gas strumenti (fuel gas), le pompe glycol d'inibizione, i filtri acqua servizi e la linea di misura del prodotto. Nel modulo alloggi trovano posto intorno alle ventisei persone alloggiate in alcune cabine con annessi servizi, cucina, cambusa, mensa, infermiera, lavanderia, impianto frigorifero, spogliatoi, servizi, condizionamento, autoclave produzione d'acqua calda, ufficio capi piattaforma, fiaccole, gru e lance di salvataggio. Nel modulo di processo sono alloggiati i separatori che sono tanti quante sono le string produttive. In genere sopra il modulo processo sono collocati i serbatoi di stoccaggio glycol, mentre sopra il modulo alloggi è ubicato l'elipor-  
to.

Analizziamo nel dettaglio le due strutture.

**Cellar deck** Negli impianti d'idrocarburi sono presenti le croci di produzione costituite da un monoblocco di acciaio al cui interno sono ricavate la/e string e la sede per le valvole d'intercettazione, sia manuali sia motorizzate. Si può dire che essi rappresentino il punto di erogazione del gas naturale che collega il pozzo all'impianto di trattamento. Le croci sono installate sul cellar deck per rendere più agevole l'attività di perforazione o di workover; possono essere ad una o a due string e ogni piattaforma può avere dalle sei alle diciotto unità; l'area che le contiene è comunemente detta testa pozzo ed è classificata come zona pericolosa. Le croci di produzione sono dotate di sistemi di sicurezza che in caso d'emergenza (incendi, o sbalzi di pressione) chiudono le valvole automatiche. Su di esse sono installati manometri, prese di collegamento per trasmettitori di pressione, control-line, che alimentano le valvole di fondo ed eventuali ingressi per l'iniezione d'idrati. Ogni croce ha due tipi di valvole automatiche su cui le sicurezze agiscono per bloccare la produzione. Esse sono la valvola "working", o valvola di lavoro, e la valvola "master". La prima, oltre ad essere coinvolta nelle logiche delle sicurezze, è la valvola su cui s'interviene semplicemente per interrompere il flusso del gas per esigenze di produzione: infatti, questa valvola è gestita anche da comando remoto. Il funzionamento del master invece, è direttamente legato alle situazioni d'emergenza: si chiude se interviene, per esempio un pilota. La chiusura del master implica la successiva chiusura della valvola working e ripristinare la produzione significa intervenire personalmente sull'impianto: non esiste infatti in piattaforma un comando remoto per uscire da una situazione d'emergenza e ripristinare le condizioni iniziali di produzione. In fine se la pressione dinamica del pozzo è molto alta, sulla croce è possibile trovare una valvola duse.

Per quanto concerne lo scarico liquidi dei separatori di piattaforma, esiste un gruppo di valvole automatiche per mantenere un livello minimo e mettere in blocco la linea nel caso si verifichi un livello bassissimo. La fase liquida, raccolta sul fondo del separatore (acqua e idrocarburi superiori), viene misurata e scaricata automaticamente nell'impianto di trattamento. Quest'ultimo è costituito da due stadi. Nel primo, la separazione degli idrocarburi e acqua avviene per azione

### 3. TECNOLOGIE PER L'ESTRAZIONE

---

meccanica, data la differenza di peso specifico, nel secondo, invece, per mezzo di un filtro a quarzite e l'assorbimento mediante filtri a carbone attivo, che vengono ciclicamente sostituiti. In questo modo, la concentrazione d'idrocarburi nell'acqua scaricata viene mantenuta nei limiti prescritti dalle leggi vigenti. Gli idrocarburi separati vengono recuperati con una bettolina e portati in centrale per il trattamento. Il gas che si separa nel primo stadio e nel secondo viene inviato alla torcia di bassa pressione.

Altro elemento importante è il sistema per la produzione dell'aria compressa, e in particolare per la produzione di aria disidratata o aria strumenti. Quest'ultima alimenta la strumentazione e garantisce la potenza alle valvole di blocco. Il sistema è composto di:

- 2 compressori aria azionati da motore elettrico;
- Gruppo d'essiccazione aria;
- Filtri.

Normalmente il sistema è alimentato da due compressori, di cui uno in esercizio e l'altro in standby, per garantire la continuità di produzione. L'aria compressa in uscita dai compressori è calda e ricca di vapore d'acqua; raffreddandosi tenderebbe a condensare creando problemi nel circuito della strumentazione. Per questo motivo l'aria viene disidratata con il gruppo d'essiccazione, il quale può funzionare mediante assorbente liquido o assorbente solido, oppure tramite raffreddamento forzato dell'aria stessa (impianto frigo). Normalmente l'impianto viene fornito su skid per facilitare l'installazione. Infine, per garantire la pulizia da corpuscoli, vengono posti dei filtri prima dell'immissione dell'aria nel circuito. Nel caso in cui venga a mancare l'aria, la piattaforma va in blocco. Serbatoi d'accumulo posti lungo il circuito aria strumento introducono un determinato ritardo (20-30 minuti) per consentire eventuali ripristini o l'interruzione delle sicurezze.

Il sistema di produzione energia elettrica è composto da:

- Cabinato generatori G1, G2 (in genere due generatori a gas da 380 KVA);
- Cabinato elettrico NEP;
- Cabinato elettrico EPDPR;
- Cabinato G.E. (generatore a gasolio da 220 KVA usato come generatore d'emergenza);
- ala batterie 24/110 V (batterie tampone).

I cabineti G1 e G2 contengono i gruppi elettrogeni per la produzione d'energia elettrica e tutte le sicurezze necessarie a garantire il loro isolamento, sia dal punto di vista elettrico sia rispetto a quello dell'ambiente esterno, chiudendo le prese d'aria per la ventilazione forzata. Questi due ultimi aspetti valgono per tutti i cabineti. I gruppi erogano energia verso il cabinato NEP dal quale vengono alimentati tutti i carichi per mezzo del quadro elettrico denominato PMCC (Power Motor Control Center). I carichi elettrici si suddividono in due gruppi: carichi essenziali e non essenziali. I primi vengono alimentati direttamente dal NEP mentre i secondi ricevono energia dal NEP attraverso l'EPDPR, cabinato che contiene tutti i cassettei elettrici dei carichi essenziali. Quando G1 e G2 sono fermi, il NEP è sostanzialmente de-energizzato ed il GE garantisce l'erogazione elettrica verso l'EPDPR che fornisce, a sua volta, energia elettrica ai soli

carichi essenziali tra cui le sicurezze di bordo. All'interno del NEP si trova un altro quadro elettrico molto importante che esegue il parallelo dei gruppi G1 E G2 quando il carico totale supera una certa soglia. Quando tutti i gruppi sono fermi compreso il GE, entrano in servizio le batterie tampone da 24 V e da 100 V che garantiscono l'alimentazione delle sicurezze di bordo, le telemetrie e le luci d'emergenza per un tempo di circa otto ore.

Il generatore d'emergenza è alimentato a gasolio ed è installato per garantire l'energia elettrica in caso di blackout generale; questo è valido sia per le piattaforme sia per gli impianti a terra. I parametri d'erogazione sono:

- $P = 220 \text{ KVA}$ ;
- $E = 380 \text{ V}$ , trifase;
- $\cos \varphi = 0.99$ .

Il circuito d'alimentazione del gasolio è costituito da un serbatoio di stoccaggio. Tramite una pompa elettrica o manuale il carburante è travasato nel serbatoio giornaliero che alimenta direttamente il gruppo ed è generalmente installato in prossimità della macchina.

**Main deck** Il modulo processo è un ambiente in cui sono installate le principali apparecchiature per il trattamento del gas:

- I separatori bifase di tipo verticale;
- Le valvole duse;
- Le pompe d'iniezione di glycol;
- L'impiantino gas strumenti o fuel gas;
- L'impianto acqua di tracciatura, che consiste in un tipo di rame da un quarto di pollice che viene avvolto sulle separatorie sui flow lines. Al suo interno scorre acqua calda per innalzare la temperatura del gas;
- L'armadio blocchi: un quadro pneumatico sul quale sono installati dei pulsanti e interruttori, per il reset delle valvole master, per il pilotaggio delle valvole working e per il reset di blocchi d'emergenza, e una serie di spie di segnalazione, tutto esclusivamente pneumatico;
- strumenti di misura della portata.

Per quanto concerne la sicurezza, all'interno del modulo si trova una serie di sensori per il rilevamento della miscela esplosiva, una rete tappi fusibili e delle grandi ventole per l'aria forzata che si mettono in moto quando la concentrazione di gas supera una certa soglia. In questa parte dell'impianto si svolgono le principali attività per la produzione del gas naturale, infatti, dall'area testa pozzo partono tutte le flow lines ed ognuna arriva al proprio separatore dove vengono separati i liquidi dal gas. Ogni separatore ha una presa campioni dove l'operatore periodicamente preleva un campione di liquidi per essere mandato in un laboratorio d'analisi. A valle del separatore si trovano, nell'ordine di citazione: un orifizio di misura, ai capi del quale è collegato un trasmettitore di differenza di pressione per il calcolo della portata, l'ingresso

per l'iniezione del glycol e la valvola duse, dove viene regolata la portata e la pressione nel separatore. Ai capi della duse esiste un differenziale di pressione che rappresenta la differenza tra la pressione del pozzo e la pressione del collettore dove viene convogliato tutto il gas per essere spedito in centrale. Le pompe del glycol sono di tipo volumetrico e l'operatore regola manualmente la portata dell'inibitore secondo le necessità. L'inibitore è una miscela di glycol e acqua.

#### 3.2.2.2 Impianti a perforazione galleggianti

La tipologia di pozzi da esplorare a mare è fortemente condizionata dalla profondità dell'acqua: oltre i 100 metri l'utilizzo di impianti appoggiati non è più possibile ed occorre quindi impiegare impianti di perforazione galleggianti, caratterizzati da strutture natanti su cui è installato un impianto di perforazione completo. Tali strutture, di derivazione navale, sono studiate per poter essere tenute in posizione quanto più stabile sopra il pozzo in perforazione tramite sistemi d'ancoraggio o di posizionamento dinamico. Il problema principale in questo tipo di operazioni è quello di ottenere un collegamento sufficientemente rigido tra il fondo del mare e l'impianto galleggiante, permettendo la discesa nel pozzo delle attrezzature di perforazione e garantendo la continuità idraulica per la circolazione del fango che deve tornare sull'impianto. L'elemento di collegamento tra l'impianto galleggiante e la testa pozzo è una specifica tubazione detta marine riser. A causa dei movimenti da parte del vento e delle maree, gli impianti di perforazione galleggianti, non essendo vincolati rigidamente al fondo marino, possono spostarsi in verticale ed in orizzontale rispetto all'asse del pozzo: tali movimenti, benché siano di modesta entità rispetto alla profondità dell'acqua, non possono mai superare i limiti imposti dalle condizioni di progetto, compatibili con le operazioni da svolgere. Solitamente, lo spostamento orizzontale ammissibile, durante le fasi di perforazione è del 3-5% rispetto alla profondità dell'acqua. Durante le operazioni, lo spostamento deve essere monitorato continuamente al fine di evitare l'insorgere di carichi eccessivi sulle strutture che collegano la test pozzo sottomarina all'impianto galleggiante; se le condizioni meteomarine fanno aumentare lo spostamento oltre i limiti di sicurezza occorre disconnettere tali strutture.

In generale un natante è caratterizzato da sei gradi di libertà. I moti sono detti:

- Beccheggio: se il moto rotatorio è attorno l'asse trasversale;
- Rollio: se il moto rotatorio è attorno all'asse longitudinale;
- Imbardata: se il moto rotatorio è attorno all'asse verticale;
- Ghiandata: se il moto traslazione è attorno all'asse trasversale;
- Avanzamento: se il moto traslazione è attorno all'asse longitudinale;
- Alzata: se il moto traslazione è attorno all'asse verticale;

Gli impianti di perforazione galleggianti si dividono in due grandi categorie: gli impianti di perforazione semisommersibili e le navi di perforazione. In entrambi i casi si tratta di natanti realizzati in modo da poter ospitare un cantiere di perforazione autonomo, una piattaforma per l'atterraggio di elicotteri, di alloggiare a bordo tutto il personale, i materiali e le attrezzature. Gli impianti galleggianti sono navi vere e proprie e quindi è necessaria a bordo la presenza di un capitano e di un equipaggio di marinai. In generale le navi di perforazione sono caratterizzate



da un'apprezzabile velocità di navigazione e da un'elevata capacità di carico ma, a parità di condizioni meteomarine, sono meno stabili dei semisommersibili, in grado di operare anche in condizioni ambientali difficili. Entrambi gli impianti, non essendo vincolati stabilmente a fondo mare, sono caratterizzati dalla necessità di dover utilizzare teste pozzo e BOP sottomarini, molto più complessi di quelli impiegati nelle attività di perforazione terra.

**Gli impianti di perforazione semisommersibili** Gli impianti di perforazione semisommersibili sono costituiti da una grande piattaforma a pianta triangolare, rettangolare o pentagonale,

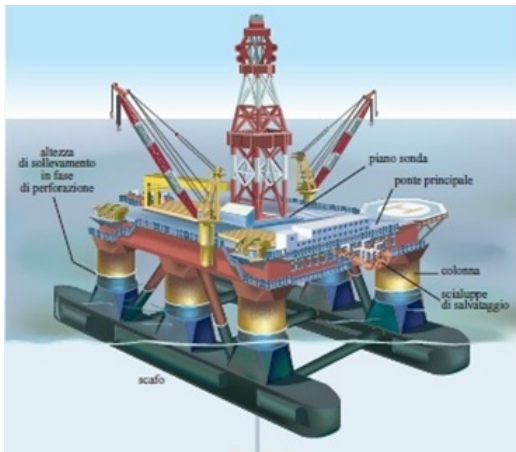


Figura 3.15: Impianti di perforazione semisommersibili  
Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

collegata a degli scafi zavorrabili, sommersi mediante grosse colonne, in numero variabile da 3 a 8, secondo la forma del natante; sono tenute sulla verticale della postazione tramite sistemi di ancoraggio o di posizionamento dinamico. I primi impianti, movimentati per mezzo di rimorchi, vengono creati negli anni cinquanta ed hanno dato inizio allo sviluppo delle odierne tipologie di semisommersibili. In fase di trasferimento da un pozzo all'altro gli scafi sommersi sono svuotati e l'impianto si dispone in assetto di galleggiamento, diventando simile ad un natante ordinario. Alcuni semisommersibili devono essere trainati per mezzo di rimorchiatori, mentre altri sono in grado di navigare con un sistema di propulsione autonomo. In posizione di lavoro, l'altezza della piattaforma sul livello del mare

può essere regolata zavorrando gli scafi e le colonne con acqua di mare. Regolando opportunamente la quantità d'acqua di zavorra si cambia il pescaggio del mezzo, ottimizzandone la stabilità in fase di perforazione. Inoltre, quando le condizioni del mare diventano particolarmente severe, si può mettere il natante in condizioni di maggiore sicurezza aumentando la zavorra. Gli impianti di perforazione semisommersibili sono costruiti con un periodo naturale di rollio e di beccheggio diverso dal periodo delle onde normalmente incontrate in mare aperto e sono quindi dotati di una notevole stabilità che è poco influenzata dal moto ondoso e permette condizioni di lavoro confortevoli. Infatti, poiché gran parte della massa del natante è sommersa, esso è poco soggetto a rollio e beccheggio. Più difficile è invece il controllo dell'alzata, ovvero del movimento verticale. Gli impianti di perforazione semisommersibili sono caratterizzati da ridotti tempi di WOW (Waiting On Weather), periodi nei quali le attività lavorative devono essere sospese in attesa del miglioramento delle condizioni meteomarine. Gli impianti di perforazione semisommersibili ancorati sono utilizzati per la perforazione fino a profondità d'acqua dell'ordine di circa 1.000 metri. Per profondità superiori occorrono semisommersibili a posizionamento dinamico.



Figura 3.16: Navi di perforazione Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

**Le navi di perforazione** Le prime navi di perforazione erano scafi riadattati, solitamente vecchie carboniere, baleniere o incrociatori nelle cui carene, in corrispondenza della verticale del baricentro, era stata ricavata un'apertura detta moon pool. Sopra di essa s'installava la torre di perforazione con le relative attrezzature, il ponte era attrezzato per alloggiare il parco tubi, e la stiva ospitava le pompe e l'impianto di trattamento del fango. Le moderne navi di perforazione sono natanti progettati e costruiti appositamente per funzionare come cantiere di perforazione e sono attrezzati con sistemi tecnologici particolarmente complessi. Le navi di perforazione sono impiegate per operare in acque profonde, spesso in condizioni ambientali estreme come nelle perforazioni in zone artiche. Essa è ancora oggi il mezzo migliore per perforare pozzi esplorativi in aree remote, lontane dai punti di rifornimento perché su di essa si può caricare tutto il materiale necessario alla perforazione di un pozzo anche particolarmente impegnativo.

Analogamente agli impianti semi-sommergibili, le navi di perforazione sono tenute sulla verticale delle postazioni tramite sistemi di ancoraggio o di posizionamento dinamico. Queste navi ancorate si possono utilizzare fino a profondità dell'ordine di circa 1.000 metri, mentre per profondità superiori si utilizzano navi a posizionamento dinamico; queste ultime sono oggi capaci di operare in 3.000 metri d'acqua. In questo caso, il limite alla profondità è imposto solo dal peso e dalla resistenza meccanica del sistema di connessione con la testa pozzo sottomarina.

## 3.3 Ingegneria della perforazione

### 3.3.1 Introduzione

La progettazione di un pozzo è un momento fondamentale perché è la base per operare tutte le scelte tecniche, per valutare i costi e per organizzare in modo più efficiente la realizzazione operativa del pozzo. La progettazione ha inizio dal momento in cui le analisi esplorative mettono in luce la presenza di una struttura favorevole all'accumulo di idrocarburi. I dati ricavati consentono di prevedere la profondità dei livelli mineralizzati e le sequenze stratigrafiche e litografiche che si incontreranno durante l'esecuzione del sondaggio, quindi dei probabili problemi che si incontreranno durante la fase operativa. I geologi redigono quindi un documento contenente previsioni e proposte per la perforazione del pozzo grazie alle informazioni in loro possesso. Queste informazioni potrebbero provenire da campagne geologiche di superficie, studi geologici regionali, studi effettuati su mappe sismiche o da profili di pozzi già ultimati nell'area. Tali previsioni sono più accurate se si tratta di pozzi di delimitazione o di sviluppo di un giacimento, lo sono meno se il pozzo è esplorativo. Questo documento non è il vero e proprio programma di

perforazione ma deve riportare i dati necessari per procedere all'ubicazione del pozzo, indicare gli obiettivi del sondaggio, la profondità finale prevista, le previsioni sul profilo litostratigrafico, la richiesta di effettuazione di registrazioni elettriche e/o il prelievo di carote di fondo. Deve anche anticipare i problemi di perforazione che si potrebbero incontrare e indicare sondaggi ed informazioni acquisite in progetti precedenti. Dalla consultazione dei rapporti finali e dalla documentazione riguardante i pozzi di riferimento il tecnico di perforazione può ricavare tutte le informazioni per la progettazione del pozzo. I documenti solitamente disponibili sono:

- Profili geologici (o profili 1:1.000): si ottiene da essi il profilo litologico ricavato dall'analisi dei detriti di perforazione e dei log, le manifestazioni minerarie, la profondità di casing, il diametro delle colonne, la quantità di cemento usata, la densità del fango di perforazione, gli assorbimenti di fango da parte delle formazioni, le prove di verticalità effettuate e i risultati, i log registrati, il numero di carote prelevate e la loro descrizione, i risultati delle analisi condotte sui campioni estratti, le prove di strato, le prove di produzione, i tipi di mineralizzazione (olio, gas, acqua) e lo stato finale del pozzo (produttivo o sterile);
- Log: l'interpretazione permette di ricavare informazioni aggiuntive come le previsioni sull'andamento della tensione geostatica e delle pressioni dei pori e di fatturazione, i valori di permeabilità e porosità delle formazioni da attraversare e i valori dell'invasione delle formazioni da parte del filtrato del fango;
- Rapporti sulle prove di strato: consentono di verificare l'andamento dei gradienti di pressione ottenuti interpretando i log;
- Rapporti sulla perforazione: si ricavano informazioni sulle prestazioni degli scalpelli, sui parametri idraulici, sui profili di casing, sulle cause e i rimedi degli incidenti minerari, sugli assorbimenti di fango e i metodi usati per risolverli, sulle analisi dei tempi di perforazione e sui costi della perforazione;
- Rapporti sul fango di perforazione: si ricavano quindi i tipi di fango utilizzati, le loro caratteristiche, eventuali contaminazioni riscontrate e misure adottate per combatterle, assorbimenti e relativi interventi, dati reologici e parametri idraulici ed infine costi del fango e degli additivi;
- Rapporti sulla cementazione: si ottengono dati sul tipo e sulla quantità di cemento usato per ogni singola operazione, sugli additivi usati, sull'equipaggiamento delle colonne utilizzato, sui tempi di casing, sugli inconvenienti riscontrati nella discesa delle colonne e sui log di cementazione impiegati;
- Rapporti sui tappi di cemento e sulle cementazioni secondarie eventualmente effettuate per fronteggiare problemi di pozzo o per chiusura mineraria: si ricavano indicazioni sull'entità degli assorbimenti, sullo scopo dei tappi e sulla valutazione della riuscita delle operazioni;

L'analisi e l'elaborazione di questa mole d'informazioni fornisce al tecnico di perforazione gli elementi essenziali per procedere alla stesura del programma di perforazione.

#### 3.3.2 Stesura del programma di perforazione

Occorre innanzitutto ricordare che ogni pozzo ha delle proprie peculiarità; la profondità può variare da poche centinaia di metri fino a settemila metri e può essere esplorativo, di coltivazione o di delimitazione del giacimento; onshore oppure offshore; verticale, direzionato o orizzontale. Il tecnico deve innanzitutto costruire l'andamento delle curve dei gradienti di pressione in funzione della profondità per progettare il profilo casing del pozzo.

##### 3.3.2.1 Previsione e calcolo dei gradienti di pressione

Per una corretta progettazione di un pozzo si deve essere a conoscenza dei gradienti di pressione. Essi risultano fondamentali per impostare un pozzo e più saranno precise ed attendibili le informazioni del loro andamento, tanto più sarà facile la progettazione, tanto più elevata sarà la rispondenza tra pozzo programmato e pozzo reale e tanto minori saranno le modifiche e gli aggiustamenti che si dovranno apportare durante l'esecuzione del progetto. Infatti, da questi, si possono derivare tutte le informazioni necessarie per impostare i programmi esecutivi di perforazione e produzione di un pozzo in quanto si possono definire più correttamente:

- Il numero e il diametro dei casing da impiegare;
- Le quote ottimali di casing delle colonne;
- Il grado e lo spessore dell'acciaio delle tubazioni per resistere alle sollecitazioni presenti sia in fase di perforazione che di produzione;
- La densità e le caratteristiche reologiche per il fango di perforazione e le malte cementizie;
- L'elaborazione e l'ottimizzazione del programma idraulico;
- La scelta delle pompe e delle attrezzature di superficie;
- La scelta e l'ottimizzazione degli scalpelli;
- La definizione delle caratteristiche meccaniche della batteria di perforazione;
- La scelta della testa pozzo;
- La potenzialità dell'impianto di perforazione che è legata alla geometria e al peso delle colonne;
- La scelta delle attrezzature di sicurezza;
- L'installazione delle attrezzature e dei sensori adatti al monitoraggio dei parametri da tenere sotto controllo lungo le fasi operative;
- Il preventivo del costo del pozzo con allocazione del relativo budget.

### 3.3.3 Tensioni nel sottosuolo, pressioni nei pori, pressione di fratturazione

Una roccia è costituita da elementi solidi e da spazi vuoti che possono essere riempiti da liquidi e/o da gas. Se questa giace a una certa profondità è soggetta al peso dei sedimenti sovrastanti i quali, inducono delle tensioni geostatiche che producono a loro volta sulla roccia uno stato tensionale che ne influenza il comportamento meccanico e che occorre quindi determinare. Anche i fluidi contenuti nei pori esercitano delle pressioni di strato che è necessario conoscere e contrastare in fase di perforazione. Le tensioni geostatiche e le pressioni di strato sono correlate tra loro e determinano il valore della pressione di fratturazione. La presenza del pozzo modifica lo stato delle sollecitazioni nella zona circostante e il fango, esercitando una pressione idrostatica superiore rispetto a quella dei fluidi contenuti nei pori della roccia, può creare tensioni di trazione nel sottosuolo fino ad una condizione che può provocare la fratturazione della roccia con conseguenti assorbimenti o perdite. Questa fratturazione è più facile avvenga in terreni elastici che in terreni plastici. La conoscenza dell'andamento della pressione di fratturazione in funzione della profondità è quindi importante per la programmazione della perforazione perché fornisce al tecnico informazioni per stabilire a che profondità far discendere le colonne, la densità ottimale del fango di perforazione ed i valori massimi di pressione che non si devono superare a testa pozzo in caso di trattamento e controllo di un tentativo di eruzione.

### 3.3.4 Programma casing

Determinate le tre curve dei gradienti di pressione, si passa alla fase successiva di progettazione ovvero alla determinazione delle quote alle quali verranno fatte discendere le colonne, il numero delle stesse, i diametri prescelti e le caratteristiche meccaniche che dovranno possedere per resistere alle sollecitazioni a cui saranno sottoposte sia in fase di perforazione che di produzione. Le quote di fissaggio della scarpa di una colonna vengono scelte in funzione dell'andamento dei gradienti di pressione. Quest'attività dà luogo a problematiche di pozzo ben note e riconducibili, in genere alle seguenti categorie:

- *Isolamento di zone che potrebbero dal ruolo a perdite di circolazione ed assorbimenti:* queste formazioni vanno escluse per poter proseguire la perforazione senza aver zone deboli sovrastanti che non permetterebbero il controllo del pozzo in caso di manifestazione o qualora fosse necessario aumentare la densità del fango;
- *Isolamento di zone sovrapressurizzate:* queste formazioni vanno escluse perché la densità del fango necessaria per contenerle potrebbe non essere compatibile con il proseguimento della perforazione; si potrebbero avere, inoltre, danneggiamenti delle formazioni produttive per invasione da fango o filtrato, fratturazioni e conseguente perdita di circolazione e per evitare, prese di batteria per pressione differenziale;
- *Contenimento di zone instabili a causa della presenza di argille di tipo scaglioso o evaporiti che danno problemi d'instabilità del foro con franamento e/o rigonfiamenti:* queste zone potrebbero necessitare di fanghi speciali incompatibili, sia per composizione sia per i costi che richiedono, con l'attraversamento delle formazioni sottostanti e vanno pertanto escluse;
- *Protezione di zone produttive intermedie:* possono esservi livelli potenzialmente produttivi evidenziati in fase di perforazione che vanno protetti con una colonna allo scopo di non danneggiarli;

### 3. TECNOLOGIE PER L'ESTRAZIONE

---

- *Variazioni litologiche significative*: quando la profondità a cui viene calata la colonna non è definita da uno dei problemi sopra indicati oppure quando l'andamento dei gradienti di pressione dei pori e di fratturazione varia troppo lentamente con la profondità, si sceglie come profondità di fissaggio una variabile litologica importante; questo è un caso abbastanza frequente nella scelta delle profondità alle quali calare le colonne superficiali, che vengono decise con l'obiettivo di escludere terreni non consolidati preservandoli da contaminazioni ed invasioni da parte del fango e del suo filtrato.

Il procedimento usato per scegliere le quote di casing viene automatizzato con programmi per computer. Si determina innanzitutto il numero di colonne che sarà necessario calare per raggiungere la profondità finale programmata del pozzo, ipotizzando che l'ultima colonna, quella di produzione, verrà calata a fondo pozzo. Partendo sempre da fondo pozzo si verifica a quale profondità il peso specifico del fango interseca la curva del gradiente di fratturazione: tale profondità rappresenta la profondità minima alla quale potrà essere calata la colonna precedente a quella di produzione. Per motivi di sicurezza, questa profondità viene aumentata di alcune centinaia di metri, in modo che il peso

specifico del fango sia inferiore di un valore prestabilito rispetto al gradiente di fratturazione. Da questa nuova quota, caratterizzata da un valore specifico del fango, procedendo verso la superficie, si traccia un'altra retta, parallela all'asse della profondità, intersecando in un punto ancora meno profondo la curva del gradiente di fratturazione; questa quota aumentata di qualche centinaio di metri è la profondità di posa della seconda colonna intermedia. Il procedimento continua finché non si arriva in superficie, ottenendo il numero delle colonne preliminarmente stabilito alle quali vanno aggiunte una colonna superficiale ed una d'ancoraggio. Il numero di colonne è di solito compreso tra quattro e sette a seconda della profondità del pozzo, dell'andamento dei gradienti di pressione e degli obiettivi minerari da raggiungere. La definizione del numero di colonne determina a sua volta il loro diametro. Le colonne sono diversificate in funzione della profondità alla quale vengono calate. La prima colonna è il tubo guida o conductor pipe, ovvero una serie di tubi di diametro da 42" a 30" smussati alle estremità per permetterne la saldatura. In seguito viene inserita la colonna d'ancoraggio che regge il peso delle colonne successive, dette intermedie. Queste vengono inserite tra la colonna di superficie e quella finale di produzione e sono le colonne più sollecitate, nelle quali l'usura sarà più evidente e in cui la batteria di perforazione ruoterà al loro interno. La colonna finale o di produzione è quella dalla

#### **Sostenibilità nelle fasi di estrazione e produzione**

La fase di esplorazione del gas è analoga a quella del petrolio e non impatta notevolmente dal punto di vista ambientale. Tuttavia, nella fase di perforazione dei pozzi, si generano dei rilasci costituiti da: acqua contenente contaminanti quali idrocarburi disciolti e sospesi, fanghi di perforazione contenenti tracce di prodotti chimici usati nella perforazione stessa, immissione in atmosfera di gas (prodotti da combustione, oppure fughe). Inoltre, altri potenziali impatti ambientali possono essere: consumo di acqua, consumo di energia elettrica, carburante e materie prime, produzione di rumore e vibrazioni, radiazioni elettromagnetiche, inquinamento luminoso, produzione di rifiuti, utilizzo di sostanze pericolose. La fase di estrazione da giacimenti di solo gas non presenta problemi particolari, se non la possibilità che la corrente estratta contenga condensabili (acqua, gasolina) e incondensabili quali CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S ed azoto che, per ragioni differenti, devono essere separati dal gas. La desolfurazione degli idrocarburi per rimuovere l'H<sub>2</sub>S in eccesso è un aspetto chiave nell'attività upstream di estrazione e produzione del gas naturale, in quanto è un elemento gassoso particolarmente tossico. Esistono attualmente tre tecnologie per risolvere il problema in esame: assorbenti non rigenerati, processi redox, processo Claus. In particolare, il processo Claus è il più diffuso e consolidato anche se è economicamente conveniente solo in presenza di grandi impianti che sono in grado di processare diverse tonnellate di H<sub>2</sub>S al giorno. Oltre al problema ambientale, la desolfurazione del gas naturale è impiegata per poter sfruttare una fonte energetica più pura ed in grado di garantire una maggiore efficienza durante il suo utilizzo finale. Le specifiche di condotta per il gas naturale prevedono in media un livello massimo di H<sub>2</sub>S di 5 ppm. La depurazione (detta tecnicamente addolcimento) di gas naturale ad alto contenuto di zolfo è effettuata mediante processi di rimozione selettiva dell'H<sub>2</sub>S dal gas naturale, con un elevato recupero degli idrocarburi. Il gas così rimosso, che può presentare anche discrete quantità di CO<sub>2</sub> e mercaptani, è successivamente inviato ad un'unità di recupero dello zolfo (come un impianto Claus) o sempre più spesso alla reiniezione.

quale dipenderà la vita produttiva del pozzo. Al posto delle colonne intermedie possono essere usati anche i liner, ovvero colonne che non arrivano fino alla superficie ma poste alcune decine di metri entro la scarpa della colonna precedente; l'uso dei liner è comune nei pozzi profondi poiché consente di ridurre le perdite di carico limitando così i problemi di assorbimenti e perdite di circolazione in fase sia di perforazione sia di cementazione, di contenere i costi, di disporre, nel caso in cui l'esito del sondaggio dovesse risultare positivo, di una colonna integra poiché, in questa situazione, il liner può essere facilmente reintegrato con cubi nuovi che arrivano fino alla superficie.

Dopo aver definito le quote alle quali dovrebbero discendere le varie colonne, si verifica che siano effettivamente soddisfacenti per gli obiettivi minerari. La scelta delle quote di casing è molto importante per il successo del pozzo e deve tenere in considerazione sia la corretta prassi ingegneristica di progettazione sia i requisiti di produzione del pozzo che i regolamenti in materia di sicurezza e rispetto dell'ambiente. La verifica della correttezza delle quote di casing si basa sulla determinazione di tre fattori quali:

- *Massima pressione disponibile alla linea di spurgo (choke line)*: che rappresenta il valore massimo di pressione che è ammessa alla testa pozzo durante il controllo di un kick senza causare la fratturazione delle formazioni sotto la scarpa dell'ultimo casing disceso in pozzo. È evidente che la densità del fango aumenta in ragione dell'incremento del gradiente di pressione dei pori;
- *Massima pressione differenziale*: che è la differenza, funzione della profondità, tra le pressioni esercitata dal fango alla massima densità prevista in quella data sezione di foro e la pressione dei pori. Questo risulta un parametro di grande importanza per predire eventuali problemi di presa della batteria per incollamento, soprattutto in presenza di formazioni altamente porose e permeabili;
- *Bilanciamento di perforazione*: ovvero la differenza, funzione della profondità, tra la pressione dovuta al fango di perforazione e quella della formazione. Questo parametro indica di quanto la pressione esercitata dal fango a quella data densità supera la pressione dei pori mentre si sta perforando. Nella maggior parte delle circostanze aumenta con la profondità, se densità del fango e gradiente di pressione dei pori rimangono costanti. L'andamento del drilling balance è importante agli effetti sia della velocità di avanzamento sia dei rischi di kick.

Si procede quindi al dimensionamento delle colonne in termini di resistenze meccaniche a seconda delle sollecitazioni che devono sopportare. Esse vengono sottoposte a verifica rispetto: resistenza a squarciamento, resistenza a schiacciamento e resistenza a tensione. Le prime due grandezze determinano il grado e lo spessore dell'acciaio mentre l'ultima il tipo di manicotto da utilizzare. La procedura per determinare le caratteristiche delle colonne non è univoca e varia da operatore a operatore.

#### 3.3.5 Programma fango

Sulla base dei gradienti di pressione, della temperatura, dei giochi nel diametro tra foro-aste di perforazione e foro-casing, dal tipo di rocce presenti e dai problemi del pozzo si deve formulare il fango più adatto per ogni fase di foro e si individuano le attrezzature di superficie più idonee

per la gestione e la manutenzione. Questo consente di stimare i costi da sostenere e scegliere la soluzione più adatta in termini di prestazioni, costi e impatto ambientale. Per i primi tratti del pozzo, caratterizzati da diametri elevati, si utilizzano fanghi a base acquosa, di composizione abbastanza semplice, perché sono pochi i problemi che si riscontrano nei terreni superficiali e per contenere i costi dato che si parla di volumi di 300-400 m<sup>3</sup>. Nella fase iniziale vengono usati per il fango, acqua, bentonite e soda caustica. Procedendo nella perforazione si avranno diametri sempre minori, quindi il fango gioca un ruolo fondamentale: si aggiungono polimeri per ridurre il filtrato e aumentare la viscosità del fango oppure disperdenti per renderlo più fluido e, se necessario, materiali di appesantimento come barite, lubrificanti, antischiuma, sali inorganici e organici. A seconda della tipologia delle rocce, della configurazione del pozzo e dei problemi che si potrebbero riscontrare, si può scegliere se usare fanghi a base acquosa o a base d'olio, che sono preferiti quando si devono perforare formazioni altamente reattive, come argille e sale, o pozzi deviati, nei quali sono maggiori i rischi di presa della batteria per incollamento. Con la profondità aumenta la densità che il fango deve possedere, quindi bisogna ottimizzare le sue caratteristiche reologiche, il contenuto di solidi, le capacità di trasporto e la filtrazione. Bisogna poi anche gestire e mantenere il fango per evitare che si producano volumi eccessivi di reflui. Quindi si devono selezionare attrezzature di superficie per il trattamento dei fanghi come vibrovagli, desilter, desander, centrifughe, degasser e sistemi di trattamento refluo. La gestione del fluido di perforazione è un aspetto molto critico per il raggiungimento degli obiettivi prefissati, tanto che sull'impianto vi è del personale specializzato dedicato ad essa ed al continuo adattamento del fluido alle particolari situazioni di pozzo. Il progettista deve anche pensare allo smaltimento dei reflui di perforazione; questa ingente massa di materiale viene normalmente stivata in un vascone scavato parallelamente all'impianti di perforazione ed opportunamente impermeabilizzato. Lo smaltimento dei reflui viene solitamente affidato a ditte specializzate che provvederanno a trattarli e smaltirli in accordo con le normative vigenti. I fanghi di perforazione possono incidere, a seconda della complessità, tra 1/100 e 1/10 del costo totale di un pozzo quindi possono costare tra i 100.000 e più di 1.000.000 di euro. Il trattamento e lo smaltimento dei reflui hanno incidenza analoga, se non superiore.

#### **3.3.6 Programma idraulico**

La definizione del programma idraulico dipende dalla densità del fango prevista in ogni fase, dallo sviluppo del gradiente di pressione dei pori, dalle caratteristiche reologiche, dai diametri di foro, dalla composizione della batteria di perforazione, dagli scalpelli e dalle attrezzature di cui dispone l'impianto. Il fango viene pompato in pozzo per mezzo di pompe alternative a pistoni attraverso le tubazioni di superficie, le aste e lo scalpello per poi risalire nell'intercapedine portando i detriti che deposita sul vibrovaglio. La portata, la pressione di pompaggio e le caratteristiche reologiche sono le variabili da utilizzare per la realizzazione del programma idraulico. Il programma idraulico deve prevedere una velocità di uscita del fango dagli ugelli dello scalpello che ottimizzi la perforazione, una velocità di risalita nell'intercapedine che dia luogo al trasporto dei detriti di perforazione in superficie e l'uso di un fango per rendere minime le perdite di carico nell'intercapedine e quindi la pressione a fondo pozzo. Occorre controllare la densità equivalente del fango, che aumenta nell'intercapedine all'aumentare della portata delle pompe, della velocità di risalita e delle perdite di carico; occorre anche mantenere le caratteristiche reologiche ottimali del fango perché questi valori influiranno sull'aumento della densità equivalente. All'aumentare della densità del fango si riduce la differenza tra pressione di strato e pressione di fratturazione, quindi l'idraulica deve essere molto curata perché eccessi-



ve perdite di carico potrebbero far aumentare troppo la densità con effetti dannosi sulla roccia. Questa si potrebbe fratturare e dare luogo a perdite di circolazione che potrebbero mettere in movimento i fluidi di strato sotto forma di manifestazioni ed eruzioni.

### 3.3.7 Programma di cementazione

#### Reiniezione del gas acido

La reiniezione del gas acido rappresenta un approccio sicuro per l'ambiente ed economicamente vantaggioso che permette di eliminare i costi dei trattamenti tradizionali dell' $H_2S$  e i problemi connessi alla gestione dello zolfo elementare prodotto. La soluzione è la separazione dei gas acidi contenenti gli elementi chimici aventi un pesante impatto ambientale e la loro conseguente reiniezione nel terreno, dove vengono stoccati in sicurezza all'interno di cavità sotterranee a grandi profondità. Tuttavia, la maggior parte dell' $H_2S$  viene attualmente trasformata in zolfo elementare, una materia non pericolosa e basilare per l'industria. Il settore Oil&Gas rappresenta oggi una delle principali fonti di approvvigionamento di tale elemento nel mercato mondiale. Lo sfruttamento dei giacimenti di gas naturale è sempre più intenso e con l'andare del tempo sono entrati in produzione giacimenti particolarmente ricchi di gas inerti, quali azoto e  $CO_2$ . Fatta eccezione per il gas prodotto in Europa, e in altri paesi storicamente produttori di questo vettore energetico, le concentrazioni di gas inerti possono essere notevoli, anche superiori al 50%, con conseguenti grandi problemi tecnici ed economici. Gli oneri derivanti dal trattamento possono essere così elevati che si tenta di ridurre, finora con frequente successo, il rischio di imbattersi in giacimenti di gas inerti fin dalle fasi di esplorazione. Tali gas, qualora presenti in concentrazioni superiori al 4%-5%, sono rimossi e reimmessi in atmosfera se ricchi di azoto o nel giacimento se ricchi di  $CO_2$ . I componenti condensabili, come l'acqua e la frazione idrocarburica, vengono separati dal gas con semplici operazioni quali la separazione bifase o trifase, ormai standardizzata, che viene effettuata in centri gas e presenta modesti consumi di energia. La frazione idrocarburica condensata viene utilizzata in loco per la produzione di vapore o elettricità o immessa in pipeline per la produzione di GPL o distillati petroliferi. La spesa energetica più importante nei centri gas può essere dovuta ai compressori utilizzati per conferire al gas estratto la pressione necessaria per il trasferimento. L'utilizzo di Best Available Technologies (BAT) consentirebbe una riduzione di suddetta spesa energetica.

Definiti i profili di tubaggio, profondità di discesa delle colonne e loro dimensionamento, giochi nel diametro, dei gradienti di pressione e dei tempi necessari per condurre in sicurezza le operazioni di cementazione, si procede alla progettazione delle stesse ed alla formulazione delle malte di cemento più adatte allo scopo. Si devono determinare i tempi di pompabilità e le caratteristiche reologiche e meccaniche richieste prima di procedere alla formulazione. Si devono definire le modalità con cui le colonne devono essere equipaggiate in modo da garantire una centratura della colonna nel foro, per favorire la risalita la risalita della malta di cemento nell'intercapedine nel modo

più regolare possibile e aumentare le probabilità di buon esito dell'operazione. Le malte usate per le colonne superficiali non richiedono particolari accorgimenti in quanto le temperature contenute che si incontrano alle basse profondità (30-70°C) e gli ampi giochi nel diametro con ridotte perdite di carico non pongono problemi operativi di rilievo. Si è detto che le colonne superficiali, proprio perché devono sostenere tutte le colonne successive, devono essere cementate con risalita della malta in superficie; le formazioni interessate sono normalmente abbastanza deboli ed il gradiente di fratturazione è piuttosto basso, per cioè difficile che la malta, anche se alleggerita, possa risalire a giorno in un solo stadio senza che si creino assorbimenti. Sarà quindi opportuno eseguire la cementazione in due stati, il primo dei quali attraverso la scarpa per una risalita che copra almeno il 50% della lunghezza del foro. Dopo che la malta avrà fatto presa, verrà calata nell'intercapedine una tubazione di piccolo diametro attraverso il quale sarà pompata malta di cemento fino a che essa arriva a testa pozzo. Questo sistema di tubi verrà poi velocemente estratto dalla malta prima che faccia presa; quindi, è opportuno accertarsi in anticipo che i tempi di presa siano idonei a questa operazione. Con l'aumento della profondità, aumenta la temperatura, le malte diventano più complesse e richiedono l'aggiunta di additivi con funzioni specifiche, come riduttori di filtrato, fluidificanti, ritardanti, materiali di appesantimento e antischiama. Crescono anche i tempi di pompaggio che possono variare da alcune ore fino a più di dieci ore, a seconda di quanto la colonna dovrà essere fatta discendere,

### 3. TECNOLOGIE PER L'ESTRAZIONE

---

dei volumi di pompaggio e dalle portate di spiazamento ammesse dalle attrezzature di superficie disponibili. Se sono previste situazioni di pozzo particolari, come ad esempio la presenza di formazioni fratturate nelle quali si possono avere consistenti assorbimenti e perdite di circolazione, si fa ricorso a malte con composizione più complessa utilizzando prodotti specifici. Molto spesso e in particolare nella cementazione delle colonne più profonde, si utilizzano malte con caratteristiche differenziate e cementazioni a più stadi. Considerando gli aspetti operativi della cementazione, davanti alla malta di cemento si pompano solitamente alcuni metri cubi di un cuscinio separatore, formato da acqua, viscosizzanti e ritardanti, la cui funzione è tenere separati il fango in pozzo e il cemento per evitare la contaminazione e la conseguente alterazione delle proprietà della malta. Al cuscinio separatore possono seguire diversi metri cubi di malta leggera per pulire l'intercapedine dal fango e le pareti del foro dal pannello. Alla malta leggera si fa seguire la malta vera e propria alla densità e composizione ottimali per assicurare la tenuta idraulica e le resistenze meccaniche programmate.

Per l'equipaggiamento delle colonne, nei pozzi verticali, si posiziona un centratore per ogni tubo o uno ogni tre tubi fino alla superficie, nei pozzi verticali, mentre nei pozzi deviati e orizzontali la centratura aumenta nei tratti di buildup o di drop off, fino ad arrivare anche due o tre centratori per tubo. Esistono programmi per computer che permettono di definire la centratura più opportuna in funzione della situazione del pozzo.

Per i pozzi nei quali si hanno temperature superiori ai 120-130°C, è importante procedere alla formulazione della malta sulla base di prove in laboratorio condotte in condizioni simili; questa prassi viene raccomandata perché anche lievi differenze di caratteristiche e concentrazione degli additivi alle temperature considerate possono avere drammatici effetti sui tempi di pompabilità, e quindi sull'esito dell'operazione. Una presa prematura della malta può causare seri inconvenienti operativi, che vanno dalla mancata cementazione della scarpa del casing all'insufficiente isolamento dei livelli mineralizzati, allo scarso ancoraggio della colonna alla formazione, con incremento anche notevole dei tempi per riportare il pozzo sotto controllo e dei costi. La cementazione delle colonne può essere totale, ovvero la risalita della malta interessa tutta l'intercapedine, dalla scarpa alla superficie, oppure parziale in funzione della situazione del pozzo. Questa decisione influenza anche la composizione della malta, le caratteristiche, i volumi di cemento, gli additivi e quindi anche i costi che possono variare dai 100.000 ai 500.000€.

L'esito della cementazione viene controllato mediante la registrazione di un log specifico (CBL-VDL) che va eseguito quando il cemento ha fatto presa, quindi qualche giorno dopo. A volte il suo controllo viene rinviato alla registrazione dei log pianificata nel programma di perforazione, vale a dire prima della discesa della successiva colonna. Il CBL-VDL è un log sonico e misura la velocità d'attraversamento dell'onda sonora nel tratto metallo-cemento-formazione; quanto più è forte l'adesione tra tali materiali, tanto più è alta la velocità d'attraversamento. La registrazione della componente VDL dà informazioni più specifiche sull'adesione tra metallo-cemento o cemento-formazione. Se si vuole invece avere subito dopo la cementazione, un'indicazione della risalita della malta si può eseguire un log termometrico dopo poche ore dalla cementazione, tuttavia questo non dà informazioni sulla qualità del legame venutosi a creare tra metallo e cemento formazione, quindi non è molto usato.

La cementazione è programmata affinché la malta cementizia risalga a coprire le formazioni interessate; il tecnico calcola il volume di malta necessario e aggiunge un quantitativo di malta

per sicurezza ma il risultato potrebbe essere diverso da quello progettato a causa:

- Di canalizzazioni della malta per cui alcuni livelli potrebbero non avere un legame accettabile: questo avviene perché ci sono scavamenti e la malta non è stata pompata in modo tale da assicurare quelle condizioni di moto che garantiscono lo spiazzamento ottimale del fango;
- Di assorbimenti durante lo spiazzamento per cui alcuni livelli non risulteranno cementati;
- D'incertezza sulla separazione di livelli a pressione o mineralizzazione diversa: questo potrebbe provocare travasi di fluido da un livello all'altro.

Quindi sono necessari interventi di ricementazione o iniezioni di cemento. La ricementazione viene eseguita aprendo alcuni fori nella colonna alla base ed alla sommità della zona da ricementare. Viene quindi calato e fissato nella colonna un tappo ponte appena al di sopra dei fori aperti in basso. Si verifica la circolazione fra le due serie di fori, e, in caso positivo, si procede alla ricementazione. Si estraggono poi le aste lasciando in posizione il tappo ponte e facendo circolare fango all'altezza dei fori superiori in modo da espellere dalla colonna l'eventuale cemento in eccesso. Se invece si deve isolare sistemi comunicanti si procederà ad effettuare una o più operazioni di squeeze, ovvero pompaggio di piccoli volumi di malta sotto pressione. S'apriranno dei fori in colonna solo dove va effettuata l'iniezione e si procederà come nella ricementazione, fissando un tappo ponte al di sopra delle perforazioni. Attraverso il medesimo tappo e le perforazioni verrà iniettata una piccola quantità di malta. Se gli squeeze sono multipli si procederà dal basso a risalire, usando la stessa tecnica per ognuno di essi; che siano uno o più i tappi verranno poi fresati a fine operazioni.

#### 3.3.8 Scelta degli scalpelli

Questa scelta viene condotta prendendo come riferimento le prestazioni di quelli utilizzati in precedenza in pozzi e contesti simili o in litotipi che si prevede di incontrare anche nel pozzo in esame. Si selezionano quindi gli scalpelli con prestazioni migliori in termini di velocità d'avanzamento e di costo per metro perforato. Si deve anche considerare il tempo che lo scalpello rimane in fondo e il suo costo di partenza. Se mancano alcune informazioni si può ricorrere a prove fatte in laboratorio. Il tecnico ha a disposizione una vasta gamma di scalpelli e la scelta dipende dalle formazioni che si dovranno attraversare. La scelta passa ovviamente secondo il tipo di formazione da perforare. Per formazioni superficiali che si suppongono tenere per la bassa compattazione, si usano scalpelli triconi con denti lunghi che permettono velocità elevate con poco peso e un elevato numero di giri. All'aumentare della profondità le formazioni diventano più dure e compatte quindi si usano scalpelli con inserti più corti che hanno avanzamenti più contenuti ma restano nel pozzo più ore prima di usurarsi, aumenta infatti il peso dello scalpello ma si riducono i giri. Per la perforazione di formazioni particolarmente dure e spesse, si usano scalpelli diamantati che danno avanzamenti contenuti con numero di giri alto e poco peso sullo scalpello, perché lavorano più per abrasione che per compressione e taglio della roccia. Nel caso di argille dure, marne e calcari si utilizzano scalpelli PDC, con valori intermedi di peso e di velocità di rotazione della batteria; si ottengono così avanzamenti più contenuti ma con una permanenza dello scalpello al fondo superiore rispetto ai triconi. Nella perforazione profonda e in diametri di foro ridotti non è conveniente l'utilizzo di scalpelli a rulli perché sono meno resistenti e offrono prestazioni inferiori rispetto agli scalpelli che non hanno parti in movimento.

Nel programma di perforazione si scrive approssimativamente quali potrebbero essere le tipologie di scalpelli e i parametri di perforazione da impiegare e sarà compito del tecnico presente sul cantiere decidere effettivamente il tipo da utilizzare, dopo aver osservato le condizioni degli scalpelli discesi in pozzo, le caratteristiche fisiche e meccaniche delle formazioni e l'efficacia dei parametri utilizzati in termini di velocità d'avanzamento e costo per metro perforato. Quando lo scalpello risulta usurato, dovrà essere estratto e sostituito, a media profondità ciò comporta notevoli perdite di tempo, per cui è fondamentale utilizzare lo scalpello che garantisca il massimo avanzamento e resti al fondo il più a lungo possibile.

La circolazione del fango ha importanza per l'avanzamento dello scalpello nelle formazioni superficiali e tenere; la velocità di uscita del fango dagli ugelli dello scalpello va tenuta la più alta possibile (oltre 100m/s), in questi casi, per aumentare con il getto la penetrazione e tenere puliti i denti dello scalpello. La scelta del diametro degli ugelli è quindi molto importante in questo caso mentre nelle formazioni più dure lo è meno anche se una buona pulizia dello scalpello e del fondo pozzo è essenziale per ottenere le migliori prestazioni.

#### **3.3.9 Stabilizzazione**

La batteria di perforazione è costituita da un insieme di aste e attrezzature che collegano lo scalpello alla testa pozzo. Per comporla il tecnico ha a disposizione scalpelli, aste pesanti, aste di perforazione, aste Heavy Weight, stabilizzatori, stabilizzatori a rulli, ammortizzatori, percussori, motori di fondo, turbine e riduzioni varie. Le batterie sono composte in funzione del diametro di foro da perforare, della durezza della formazione, dell'inclinazione del foro e del tipo di scalpello da usare. La parte terminale della batteria deve essere molto rigida in modo da assicurare la regolarità ed il mantenimento della verticalità del foro; le aste pesanti devono essere in numero tale da assicurare il peso da scaricare sullo scalpello mentre il jar ha la funzione di fornire i colpi verso il basso o verso l'alto in caso di forzamenti o presa di batteria. È opportuno inserire degli stabilizzatori ogni due o tre aste pesanti visto che essendo lisce e di grande diametro, possono facilmente appoggiarsi sulle pareti del foro e rimanervi incollate durante le soste senza rotazione e circolazione di fango. Al fine di ridurre questo problema esistono delle aste con scanalature a spirale ma non sono usate così spesso a causa del loro gran peso e della loro poca resistenza. La composizione della batteria varia comunque spesso: se il peso sullo scalpello deve essere ridotto perché la formazione è tenera, è opportuno ridurre il numero di aste pesanti, che invece aumenta se si prevede di usare scalpelli a inserti o PDC. Un discorso a parte va fatto per i pozzi deviati che usano BHA particolari a seconda che si voglia incrementare l'angolo d'inclinazione, mantenerlo costante o diminuirlo per rientrare nella verticale. I pozzi deviati utilizzano batterie ad effetto fulcro; in questo caso lo stabilizzatore viene posizionato immediatamente vicino allo scalpello, mentre superiormente viene posto un certo numero di aste pesanti senza ulteriori stabilizzatori. La composizione della batteria ad effetto fulcro può variare a seconda dell'entità dell'incremento angolare che si vuole conseguire. Raggiunto l'angolo d'inclinazione programmato, si usano, batterie la cui stabilizzazione può essere più o meno accentuata in funzione della tendenza a deviare che hanno le formazioni attraversate. Buona regola è fare batterie di perforazione che abbiano almeno tre punti di stabilizzazione in modo da impedire che la batteria venga a contatto con le pareti del pozzo seguendone la curvatura. Grande importanza viene data alla collocazione dello stabilizzatore; infatti, se sarà posizionato troppo vicino allo scalpello, si avrà un incremento della lunghezza pendolare, ma non quella massima ottenibile; mentre se è troppo lontano dallo scalpello, la flessibilità delle

aste pesanti poste tra scalpello e stabilizzatore può essere tale da provocare una flessione delle stesse ponendole a contatto con le pareti del foro in un punto più basso rispetto alla posizione dello stabilizzatore, vanificandone l'efficacia. Nella perforazione con batteria pendolare, i parametri di perforazione da adottare prevedono bassi pesi sullo scalpello ed elevato numero di giri, mentre nel caso di batteria a effetto fulcro si impiegano parametri opposti. Ulteriori aggiustamenti nella composizione della batteria sono necessari quando si perfora con motori di fondo e in sliding, cioè quando la batteria viene mantenuta ferma e viene fatta scivolare man mano che lo scalpello avanza nel pozzo. In corrispondenza di formazioni superficiali e in offshore, per ragioni di sicurezza o per le limitazioni poste dalle attrezzature di testa pozzo, si preferisce perforare un foro a diametro ridotto che viene poi allargato mediante un attrezzo detto hole opener.

#### **3.3.10 Scelta impianto, teste pozzo e BOP**

Le quote di casing, i diametri e il peso delle colonne, le pressioni e le temperature in gioco, i volumi di fango di perforazione da impiegare sono aspetti che concorrono a determinare la scelta del tipo di impianto, dei sistemi di prevenzione delle eruzioni e delle teste pozzo. La scelta dell'impianto è strettamente connessa con la profondità che si vuole raggiungere e con il peso delle colonne da gestire. Aumentando la robustezza e la capacità dell'impianto, aumenta anche il costo orario. Quando si devono perforare pozzi non molto profondi, si può ricorrere all'impiego di impianti compatti e leggeri, meno costosi e con impatti ambientali più contenuti. Nelle attività offshore la scelta dell'impianto è determinata anche dalla profondità dell'acqua alla quale si deve operare; fino a profondità di 100-150 m è possibile utilizzare un impianto di tipo jack-up, dai 150 ai 400m un impianto semi sommergibile ancorato o a posizionamento dinamico, oltre i 400m una nave di perforazione. Se i pozzi di sviluppo sono a piccola o media profondità, viene usata una piattaforma fissa sulla quale è montato un impianto di perforazione di tipo terrestre, smantellato a fine perforazione e sostituito dagli impianti di produzione. Gli impianti installati sui jack-up, semisommergibili e navi di perforazione sono costruiti per raggiungere le massime profondità possibili ed ospitano a bordo tutto il materiale e l'equipaggiamento necessari alla perforazione. Devono essere anche riforniti dei materiali di consumo attraverso navi appoggio appositamente costruite per questi servizi. Se i pozzi presentano qualche aspetto anomalo, l'impianto viene rifornito delle attrezzature mancanti. Anche la composizione della testa pozzo dipende dalle pressioni che si raggiungono durante le fasi operative di perforazione e produzione e dai diametri delle colonne da calare in pozzo. La testa pozzo è formata da un insieme di flange avvitate o clampate e riduzioni che permettono l'alloggiamento delle varie colonne e l'isolamento idraulico delle intercapedini. Sopra la testa pozzo sono installate le valvole e le linee che consentono di pompare in pozzo e di far circolare il fango in condizioni di pressione controllate con i BOP chiusi. Anche la scelta dei BOP è dettata dalle pressioni in gioco e dai diametri delle colonne previste. Di solito, dopo aver calato e cementato il tubo guida ed installato la testa pozzo corrispondente, si monta un BOP di tipo anulare a sacco di grosso diametro e bassa pressione di lavoro che permette la chiusura del pozzo in senso verticale. I BOP sono installati sopra alla testa pozzo e servono a chiudere il pozzo in situazioni di emergenza e dipendono dalle pressioni e dai diametri delle colonne.

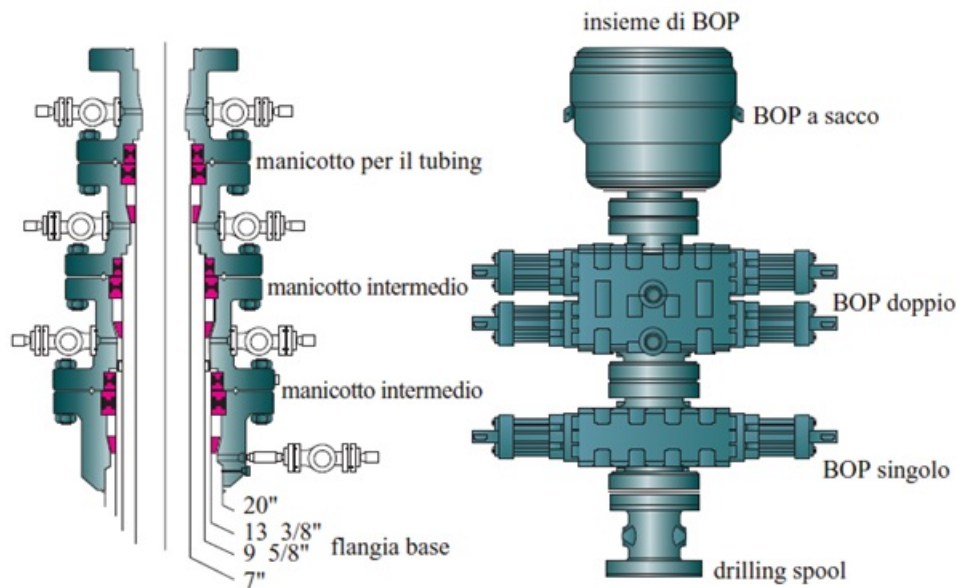


Figura 3.17: Schematizzazione di un BOP Fonte: Enciclopedia degli idrocarburi

#### 3.3.11 Controllo della perforazione

È richiesta una continua ottimizzazione delle operazioni, in quanto il processo è molto complicato, i costi sono elevati, serve un'elevata efficienza e si devono rispettare le norme ambientali e di sicurezza. Quindi ogni impianto è dotato di unità più o meno sofisticate di mud logging, che permettono l'acquisizione, l'elaborazione e l'interpretazione di una vasta gamma di informazioni di interesse sia per il geologo che per l'ingegnere di perforazione. Queste unità sono equipaggiate con molti sensori e consentono l'acquisizione automatica e continua dei parametri significativi e con sistemi informativi per gestire in tempo reale le operazioni, riducendo così tempi e costi. I sensori inviano i loro segnali ad un sistema computerizzato alloggiato nella cabina di mud logging, dove si provvede alla loro rappresentazione anche grafica, alla loro memorizzazione in apposite banche dati locali, all'invio attraverso ponti radio, linee telefoniche ecc. ed alla loro elaborazione. Di tutti i dati acquisiti durante il cantiere alcuni hanno interesse limitato nel tempo infatti servono solamente alla gestione immediata delle operazioni. Altri invece sono importanti anche per programmi successivi perché consentono l'applicazione dei programmi di engineering e costituiscono dati storici per il pozzo. Altri ancora sono disponibili a tempi o a profondità prefissate perché sono utilizzati per la gestione dell'impianto, delle attrezzature o dei prodotti chimici presenti in cantiere e per la valutazione dei costi. È stata rivolta particolare attenzione alla realizzazione di programmi di engineering efficienti, attendibili e semplici per un loro impiego in cantiere; in modo che il responsabile abbia una chiara visione di quanto sta accadendo in pozzo e fornisca le informazioni per prendere le decisioni più appropriate.

#### 3.3.12 Costi di perforazione

Nel programma di perforazione viene anche indicato il budget necessario per raggiungere gli obiettivi prefissati e al quale ci si deve attenere. I costi di perforazione variano a seconda del tipo di pozzo progettato. Il costo giornaliero di un impianto terrestre varia dai 15.000 ai 50.000€,

quello di un jack-up dai 60.000 ai 150.000€, quello di un semisommersibile dagli 80.000 ai 200.000€ e quello di una nave di perforazione dai 150.000 ai 250.000€. Questi costi sono il 40% di quelli totali e ad essi occorre aggiungere il costo di tutti i contrattisti che si occupano delle varie fasi: preparazione del sito, sorveglianza geologica, registrazione dei log, esecuzione delle cementazioni, conduzione dei fanghi, controllo della deviazione, smaltimento dei reflui ecc.. Questi costi pesano per il 20%, il materiale tubolare incide per il 25% e il restante 15% è dovuto alle spese per cemento, prodotti per fango e scalpelli. La spesa effettiva dipenderà dai problemi che si hanno durante la perforazione e dalla capacità dei tecnici di fronteggiarli. Il budget riportato nel programma di perforazione indica l'ammontare delle risorse economiche disponibili a preventivo ed ad esso bisogna attenersi il quanto più possibile. Una buona programmazione delle operazioni permette di raggiungere l'obiettivo minerario e contenere i costi.

#### **3.3.13 Chiusura mineraria**

Se il pozzo risulta mineralizzato si procede con lo sfruttamento mentre se dovesse essere sterile o non economicamente sfruttabile, si procede alla chiusura mineraria. Questa comporta il ripristino delle condizioni iniziali del tratto di foro non rivestito ed eventualmente anche di quello rivestito. Lo scopo è evitare travasi di fluidi da un livello all'altro tramite tappi di cemento. La chiusura mineraria deve soddisfare le esigenze previste dalle best practices ingegneristiche ma anche rispondere a tutti i requisiti di legge per la salvaguardia dell'ambiente e la sicurezza delle popolazioni prossime ai pozzi abbandonati.





---

# Capitolo 4

## Analisi strategico-economiche

### 4.1 Concessioni di ricerca e coltivazione in Italia

#### 4.1.1 Titoli minerari

La ricerca e la coltivazione di idrocarburi rientrano nel diritto minerario ma rientrano anche nel settore energetico e, per ottenere un quadro completo delle norme che regolano queste attività, occorre sovrapporre un certo numero di leggi che si sono succedute nel tempo. I giacimenti di idrocarburi sono di proprietà dello Stato e la loro ricerca e sfruttamento sono considerati d'interesse pubblico e vengono effettuati da imprese private in un regime giuridico di concessione, ovvero il titolo minerario. I principi alla base della normativa mineraria sono rimasti praticamente inalterati dal 1927 ma le procedure amministrative per i titoli si sono aggiornate, sia riguardo all'inserimento di valutazioni ambientali preventive, sia per le intese regionali.

In Italia il sistema demaniale per le risorse minerarie è stato introdotto con il Regio Decreto 29 luglio 1927 n.1443. La ricerca e la coltivazione di idrocarburi è stata regolamentata da varie norme di settore.

- Legge 11 gennaio 1957 n.6, riguardante la ricerca e la coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi;
- Legge 21 luglio 1967 n.613, come modificazione alla legge sopracitata;
- Legge 9 gennaio 1991 n. 9, nell'ambito dell'attuazione del nuovo piano energetico nazionale.

Le ultime produzioni legislative sono:

- Decreto legislativo 25 novembre 1996 n.625, di recepimento della direttiva comunitaria CE/94/22 che ha aperto il settore dell'upstream, abolendo la zona esclusiva ENI;
- Decreto legislativo n.164 del 2000, di recepimento della direttiva comunitaria sul mercato del gas che ha incentivato la prospezione geofisica e la messa in coltivazione di giacimenti marginali;
- Legge 23 agosto 2004 n.239, che ha ribadito l'interesse pubblico all'upstream petrolifero ed ha istituito un procedimento unico per il conferimento dei titoli minerari per gli idrocarburi;

#### 4. ANALISI STRATEGICO-ECONOMICHE

---

- Legge 23 luglio 2009 n.99, che contiene le disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese anche in materia d'energia;
- Decreto legge n.133 del 12 settembre 2014.

Per il sistema giuridico demaniale di proprietà dei giacimenti minerari (conosciuti e da conoscere), sia la ricerca che la produzione di idrocarburi nel sottosuolo e nel sottofondo della piattaforma marina italiana sono sottoposti allo stretto controllo di pubbliche amministrazioni, ovvero si possono fare solo in regime di concessione. Per questo i vari titoli sono tutti giuridicamente delle concessioni temporanee e le attività che essi consentono sono condotte nell'interesse pubblico. I titoli previsti dalla normativa mineraria che, per la terraferma sono rilasciati dal Ministero dello Sviluppo Economico d'intesa con la Regione interessata (in mare sono invece rilasciati dal solo Ministero dello Sviluppo Economico), a seguito di valutazioni ambientali preventive, sono dunque:

- **Permessi di prospezione:** sono non esclusivi quindi più ricercatori possono operare contemporaneamente, di grandi dimensioni e soprattutto in mare, di brevissima durata (1 anno) ed in cui i permissionari possono solo fare ricerche geofisiche, in prevalenza di tipo sismico a riflessione. Poiché la ricerca geofisica è stata liberalizzata nel 2000 e quindi si può eseguire anche senza disporre di un permesso di prospezione, l'istituto del permesso di prospezione è oggi poco importante;
- **Permessi di ricerca in terraferma e Permessi di ricerca nel sottofondo marino:** sono di tipo esclusivo, rilasciati a seguito di una valutazione comparata tra vari e diversi richiedenti, quindi con un sistema in concorrenza, ed in cui il permissionario s'impegna ad effettuare lavori per l'individuazione di un eventuale giacimento coltivabile presente nell'area richiesta;
- **Per la necessità di seguire temi di carattere geogiacimentologico e per l'entità dei rilevamenti geofisici,** le dimensioni areali dei permessi sono piuttosto grandi, dell'ordine di svariate centinaia di chilometri quadri ma non oltre i 750 km<sup>2</sup>. La loro forma deve essere compatta e secondo archi di meridiano e parallelo. Inoltre, per legge, la loro superficie deve ridursi man mano che le ricerche avanzano; le operazioni ammesse sul campo sono ricerche geofisiche e perforazioni di ricerca che, per il loro elevato costo, s'effettuano solo se e quando le ricerche geofisiche evidenziano possibili trappole di idrocarburi e sono anche obbligatorie per ottenere proroghe del permesso stesso;
- **In caso di ritrovamenti di idrocarburi** possono anche essere ammesse delle produzioni, solo se strettamente finalizzate alle valutazioni del giacimento e dei suoi prodotti, essenziali per la richiesta della concessione di coltivazione, vero obiettivo del permesso e premio per le spese sostenute per la ricerca. Un permesso di ricerca può durare fino a 12 anni;
- **Concessioni di coltivazione in terraferma e concessioni di coltivazione nel sottofondo marino:** sono di tipo esclusivo, in cui al concessionario, in genere a seguito di un ritrovamento positivo che egli stesso ha ottenuto, è dato il diritto di produrre in base ad un programma di sviluppo del giacimento approvato all'atto del rilascio della concessione. La superficie di una concessione, compatta e delimitata da archi di meridiano o parallelo, è molto inferiore a quella di un permesso di ricerca ma non è in genere strettamente legata al giacimento evidenziato dalle operazioni di ricerca in quanto in tale area il concessionario può effettuare anche ulteriori ricerche per incrementare le riserve già evidenziate.

#### 4.1. CONCESSIONI DI RICERCA E COLTIVAZIONE IN ITALIA

L'attività principale della concessione è la coltivazione del giacimento, ovvero la produzione, con l'obiettivo di massimizzarla. La concessione, che non si può rilasciare per più di 20 anni, può essere però prorogata fino ad ulteriori 10 anni, in modo da non lasciare idrocarburi recuperabili.

È importante ricordare che il Decreto Legislativo 1996 n.625 ha aperto completamente il paese alla concorrenza, abolendo la zona esclusiva ENI.

Quindi le sole operazioni di ricerca geofisica servono ad evidenziare i punti d'interesse, ma le vere operazioni per la ricerca di nuovi giacimenti di gas, ovvero quelli che consentono di verificare l'esistenza di nuovi giacimenti tecnicamente ed economicamente coltivabili, sono le perforazioni di ricerca che si possono fare solo in regime di permesso di ricerca o di concessione di coltivazione.

Attualmente risultano vigenti sul territorio italiano sia concessioni di coltivazione che permessi di ricerca. In particolare questi ultimi non sono distinti in base al tipo di idrocarburo presente nel sottosuolo, in quanto non sono state ancora fatte indagini geofisiche e perforazioni esplorative per individuare l'eventuale giacimento.

I permessi di ricerca attualmente vigenti sono:

- 96 permessi di ricerca in terraferma, di cui 5 in Sicilia;
- 22 permessi di ricerca nel sottofondo marino.

Quelle in terraferma sono così suddivise tra le regioni (i titoli ricadenti in più di una regione sono conteggiati più volte, una per ciascuna regione):

Regione	N°Permessi
Abruzzo	11
Basilicata	10
Campania	2
Emilia Romagna	35
Lazio	6
Lombardia	17
Marche	8
Molise	5
Piemonte	9
Puglia	2
Sardegna	1
Toscana	2
Veneto	1
Sicilia	5

Tabella 4.1: Permessi di ricerca in terraferma Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

#### 4. ANALISI STRATEGICO-ECONOMICHE

---

I permessi nel sottofondo marino sono così ripartite tra le varie zone (i titoli ricadenti in più di una regione sono conteggiati più volte, una per ciascuna regione):

Zona Marina	Locazione	N°Permessi
Zona A	Alto Adriatico fino alle Marche	8
Zona B	Adriatico dalle Marche all' Abruzzo	5
Zona C	Sud della Sicilia	5
Zona D	Basso Adriatico e Ionio, vicino alla costa	3
Zona F	Al largo della zona D	3
Zona G	Al largo del canale di Sicilia	3

Tabella 4.2: Permessi di ricerca nel sottofondo marino Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Le concessioni di coltivazione attualmente vigenti sono:

- 133 concessioni di coltivazione in terraferma , di cui 14 in Sicilia;
- 68 concessioni di coltivazione nel sottofondo marino

Quelle in terraferma sono così suddivise tra le regioni (i titoli ricadenti in più di una regione sono conteggiati più volte, una per ciascuna regione):

Regione	N°Concessioni
Abruzzo	8
Basilicata	20
Calabria	3
Emilia Romagna	37
Friuli Venezia Giulia	1
Lazio	1
Lombardia	17
Marche	19
Molise	7
Piemonte	1
Puglia	14
Toscana	2
Veneto	1
Sicilia	14

Tabella 4.3: Concessioni di coltivazione in terraferma Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Le concessioni nel sottofondo marino sono così ripartite tra le varie zone (i titoli ricadenti in più di una regione sono conteggiati più volte, una per ciascuna regione):

## 4.1. CONCESSIONI DI RICERCA E COLTIVAZIONE IN ITALIA

Zona Marina	Locazione	N°Permessi
Zona A	Alto Adriatico fino alle Marche	39
Zona B	Adriatico dalle Marche all'Abruzzo	20
Zona C	Sud della Sicilia	5
Zona D	Basso Adriatico e Ionio, vicino alla costa	3
Zona F	Al largo della zona D	4
Zona G	Al largo del canale di Sicilia	3

Tabella 4.4: Concessioni di coltivazione nel sottofondo marino Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

### 4.1.2 Produzione

La produzione tra gli anni 2009 e 2013 nel territorio italiano è rappresentata nella tabella sottostante.

Anno	Quantità totale	Quantità terra	Quantità mare
2004	12.920.948.679	2.382.070.439	10.538.878.240
2005	11.962.449.258	2.419.704.003	9.542.745.255
2006	10.836.036.260	2.341.839.788	8.494.196.472
2007	9.633.611.221	2.366.855.415	7.266.755.806
2008	9.070.431.068	2.255.627.568	6.814.803.500
2009	7.909.056.424	1.990.180.926	5.918.875.498
2010	8.264.882.560	2.155.294.659	6.109.587.901
2011	8.338.728.565	2.341.334.281	5.997.394.284
2012	8.510.656.176	2.476.231.455	6.034.424.721
2013	7.704.862.664	2.420.750.123	5.284.112.541

Tabella 4.5: Produzione di gas naturale tra il 2004 al 2013 Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Per visualizzare meglio i vari trend possiamo riportare i dati su un diagramma cartesiano ove sulle ascisse sono rappresentati gli anni e sulle ordinate le quantità prodotte.

#### 4. ANALISI STRATEGICO-ECONOMICHE

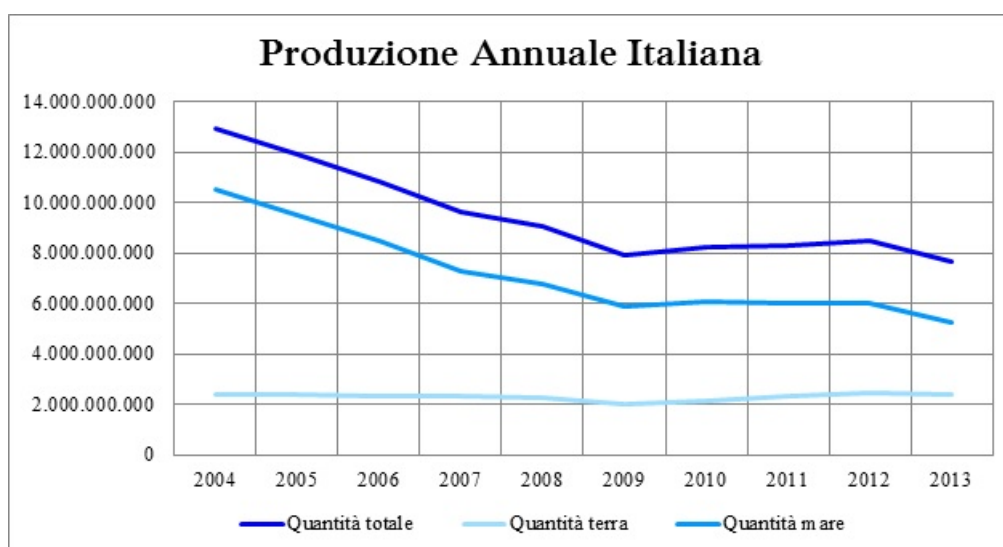


Figura 4.1: Produzione di gas naturale tra il 2004 al 2013 Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Come si evince dal grafico la quantità totale di gas estratta in Italia sta diminuendo complessivamente. Scomponendo la produzione si può notare come la produzione sulla terraferma sia rimasta sostanzialmente invariata nel corso degli anni, mostrando anche dal 2010 un leggero trend crescente. La produzione nel sottofondo marino, invece, ha avuto un calo rilevante fino al 2009 per poi attestarsi attorno ai 6 miliardi di metri cubi, per poi decrescere ancora tra il 2012 ed il 2013.

Il calo si può meglio comprendere evidenziando la produzione distinta per zona marina.

	2004	2005	2006	2007
Zona A	6.877.880.202	6.357.923.871	5.906.540.833	5.162.763.214
Zona B	2.079.063.185	1.737.882.455	1.323.816.903	1.083.363.419
Zona C	4.581.554	4.275.222	4.502.207	4.439.977
Zona D	1.544.945.094	1.427.723.168	1.251.866.451	1.016.189.196
Zona F	32.408.205	14.940.539	7.470.078	0
	2008	2009	2010	2011
Zona A	4.700.387.113	3.939.323.328	4.229.572.191	4.054.553.300
Zona B	1.233.694.515	1.083.764.969	978.807.471	1.088.865.369
Zona C	3.681.581	4.208.937	5.361.237	4.929.486
Zona D	877.040.291	891.578.264	895.847.002	849.046.129
Zona F	0	0	0	0

(Continua alla pagina successiva)

#### 4.1. CONCESSIONI DI RICERCA E COLTIVAZIONE IN ITALIA

(Continua dalla pagina precedente)

	2012	2013
Zona A	4.073.344.280	3.632.970.804
Zona B	1.124.915.869	812.433.514
Zona C	4.010.288	16.449.864
Zona D	831.779.817	791.983.626
Zona F	374.467	30.274.733

Tabella 4.6: Produzione di gas naturale tra il 2004 al 2013 in mare Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Come si può notare dai dati, la produzione nella zona A ha subito un calo drastico tra il 2004 ed il 2009 (- 2.938.556.874 m<sup>3</sup>) per poi assestarsi attorno ai 4 miliardi di metri cubi tra il 2009 ed il 2012, per poi subire un ulteriore lieve calo (- 440.373.476 m<sup>3</sup>). Per quanto riguarda le zone D e B hanno subito una leggera inflessione tra il 2004 ed il 2007 per poi oscillare attorno al miliardo di metri cubi. Risulta quindi evidente come il drastico calo sia dovuto alla chiusura di molti pozzi nell'Adriatico del nord, soprattutto dovuto alla difficoltà ad ottenere i titoli minerari necessari per le attività esplorative ed estrattive.

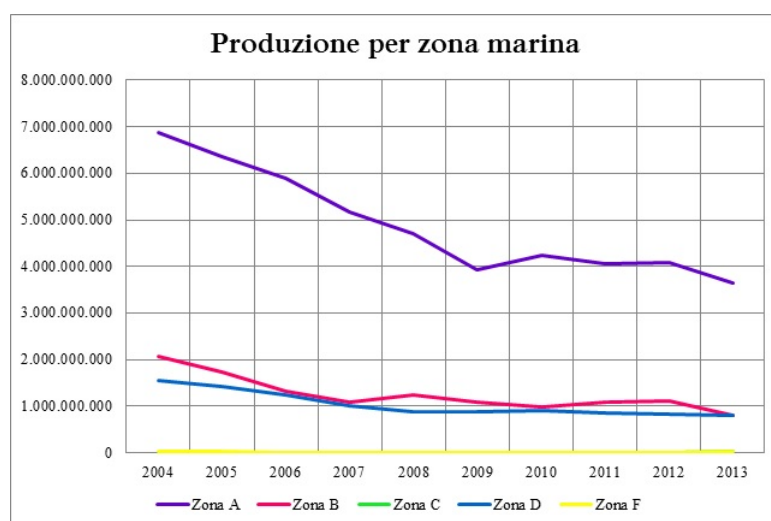


Figura 4.2: Produzione di gas naturale tra il 2004 al 2013 in mare Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Per quanto riguarda la produzione terrestre, non si sono registrate variazioni significative a livello aggregato dal 2004 ad oggi. Analizziamo ora i dati regione per regione.

	2004	2005	2006	2007
Abruzzo	92.915.430	71.369.416	67.562.934	43.680.515
Basilicata	835.198.774	1.070.147.719	1.103.525.291	1.209.985.073
Calabria	15.272.740	19.556.639	20.566.575	18.843.329
Emilia Romagna	282.218.420	241.915.753	220.800.230	216.337.069
Lombardia	36.005.356	33.559.654	34.930.289	32.693.581
Marche	102.023.697	93.247.947	85.461.702	71.268.716
Molise	103.433.221	101.368.602	90.858.275	89.046.972

(Continua alla pagina successiva)

#### 4. ANALISI STRATEGICO-ECONOMICHE

(Continua dalla pagina precedente)

Piemonte	38.697.444	28.694.253	21.809.529	17.069.177
Puglia	518.658.484	398.029.812	370.609.072	376.325.553
Sicilia	352.209.708	356.375.369	322.072.663	285.634.540
Toscana	1.713.725	1.460.575	1.127.784	1.382.217
Veneto	3.723.440	3.978.264	2.515.444	4.588.673
	2008	2009	2010	2011
Abruzzo	35.904.941	26.609.626	24.091.339	24.111.247
Basilicata	1.080.029.080	913.990.141	1.112.806.511	1.171.327.332
Calabria	11.895.037	9.778.052	10.200.299	11.122.016
Emilia Romagna	190.089.804	157.829.126	148.726.029	202.995.263
Lombardia	30.645.723	25.050.892	29.761.856	17.137.022
Marche	57.804.521	66.047.530	51.361.826	183.972.023
Molise	84.786.755	81.838.733	76.673.175	72.224.707
Piemonte	21.256.387	45.896.573	47.535.817	39.655.296
Puglia	397.876.064	333.355.973	316.881.092	282.394.568
Sicilia	340.534.265	325.180.295	332.928.410	333.026.855
Toscana	1.397.913	1.269.372	1.191.363	1.093.237
Veneto	3.407.078	3.334.613	3.136.942	2.274.715
	2012	2013		
Abruzzo	41.976.336	44.814.609		
Basilicata	1.293.506.618	1.270.943.007		
Calabria	9.909.022	9.057.795		
Emilia Romagna	290.932.154	277.396.867		
Lombardia	21.004.807	20.432.906		
Marche	103.068.649	108.457.322		
Molise	62.680.417	52.233.065		
Piemonte	24.554.194	19.769.466		
Puglia	300.968.041	270.790.446		
Sicilia	324.281.874	343.943.271		
Toscana	1.189.200	1.165.523		
Veneto	2.160.143	1.745.846		

Tabella 4.7: Produzione di gas naturale tra il 2004 al 2013 a terra Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Come si evidenzia dalla figura 4.3 la produzione maggiore è presente in Basilicata ed è stata molto variegata nel periodo d'analisi, infatti è cresciuta fino al 2007 per poi aver una brusca caduta fino al 2009 e ritornare in auge nei periodi successivi. La produzione calabrese al contrario risulta avere una decrescita praticamente costante nei vari anni, con una pendenza maggiormente accentuata dal 2008 sino ad oggi. Anche l'Emilia Romagna ha presentato una decrescita costante tra il 2004 ed il 2010 per poi aumentare la propria produzione in modo costante. Un andamento analogo, anche se più accentuato è stato constatato dalle Marche che hanno mostrato un forte aumento di produzione nel 2011. Le produzioni delle altre regioni hanno avuto un andamento sostanzialmente costante nel periodo d'analisi.



## 4.1. CONCESSIONI DI RICERCA E COLTIVAZIONE IN ITALIA

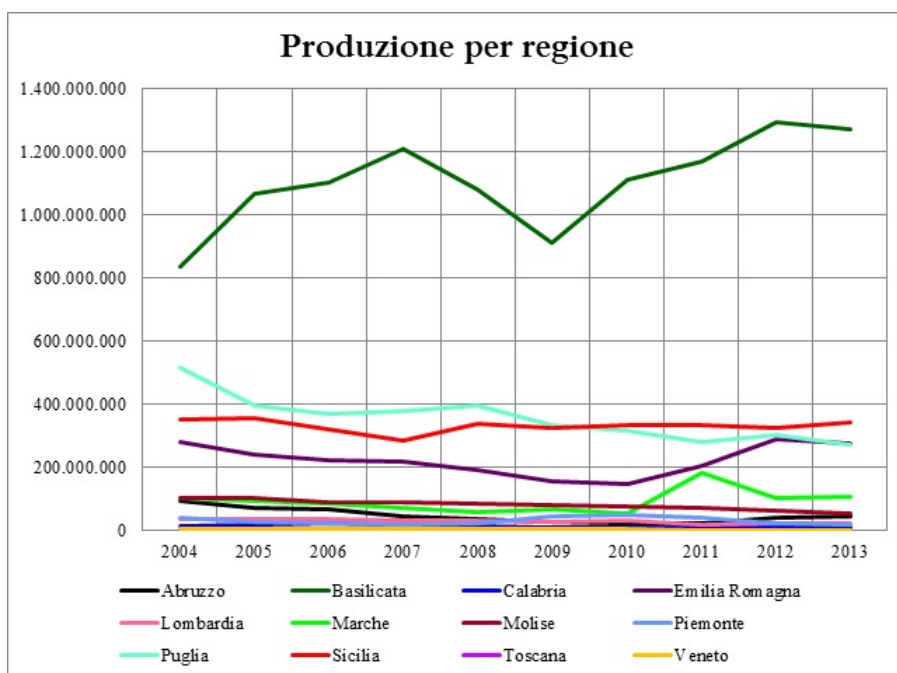


Figura 4.3: Produzione di gas naturale tra il 2004 al 2013 per regione Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

### 4.1.2.1 Operatori

In Italia l'estrazione di gas è dominata dal gruppo ENI, che da solo ha raggiunto una quota dell' 84,8% nel 2013. Dentro questa quota sono raggruppati anche i volumi estratti da Adriatica Idrocarburi, Ionica Gas ed ENI Mediterranea Idrocarburi, società appartenenti al gruppo ENI.

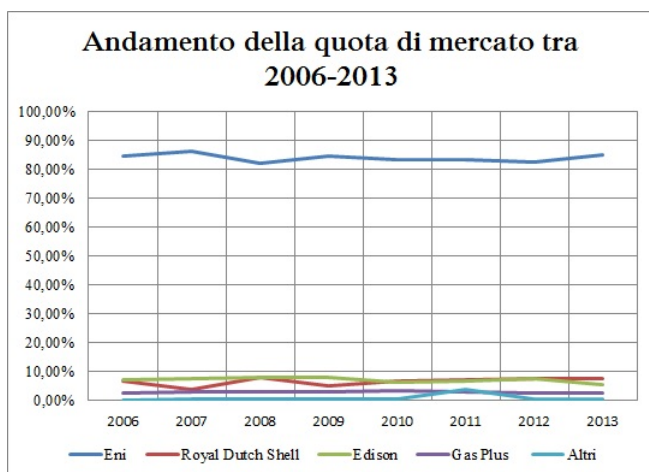


Figura 4.4: Andamento delle quote di mercato tra il 2006 ed il 2013 Fonte: AEEG

Questa situazione di enorme sbilanciamento è dovuta alla legislazione vigente prima del 1996 dove ENI eseguiva in prima istanza le attività di prospezione e sceglieva essa stessa le aree dove operare e quelle che potevano essere date in concessione ad altri operatori. Essendo, all'epoca, i permessi della durata di 6 anni con due proroghe di 3 anni ciascuna, mentre le concessioni di coltivazione della durata di 30 anni con una proroga di altri 10, risulta evidente che tutt'ora l'ENI benefici dei campi messi in produzione prima del 1996. Royal Dutch Shell è in Italia il secondo operatore estrattivo con una quota del 7,3% ottenuta principalmente in Val d'Agri, Basilicata, seguito da Edison (5,1%). Quest'ultima infatti, è partner, principalmente di ENI, in molte concessioni di coltivazione a mare e possiede anche numerosi pozzi a terra. Gas Plus Italiana

#### 4. ANALISI STRATEGICO-ECONOMICHE

raggiunge una quota del 2,4%, ma anch'essa possiede numerosissimi pozzi a terra, mentre a mare è presente in pochissimi pozzi e sempre come partner di minoranza. Essa è presente anche con l'azienda collegata Padana Energia. Il restante 0,4% viene spartito tra numerose aziende, di diversa natura e dimensione, quali: Petrorep Italiana, Medoilgas Italia, Canoel Italia, Società Idroelettrica Alto Modenese (S.I.A.M.), Società Mineraria Fananese (So.Mi.Fa), Irminio, Terme di Salsomaggiore e Tabiano, CH4 Lizzano, Socoplus, Lazzi Gas, Sim, Northsun Italia e Po Valley Operations PTY (facenti entrambi capo alla Po Valley Energy). Parte di queste aziende, ovvero Petrorep Italiana, Medoilgas Italia e Canoel Italia, sono branches di gruppi d'importanza mondiale, che operano per lo più all'estero. Il fatto che grandi imprese estere abbiano in Italia quote così irrilevanti indica come il mercato Italiano risulti ancora poco accessibile e poco allettante per gli investitori stranieri. Dalle interviste svolte con gli operatori è emerso come la difficoltà burocratica ad ottenere permessi e concessioni scoraggia l'ingresso nel mercato di investitori esteri. A seguito indichiamo brevemente la ripartizione dei pozzi, per comodità, solo a produzione di gas in Italia tra i diversi operatori. Spesso è possibile estrarre gas anche dai pozzi che producono principalmente olio, ed è possibile, arrivare a volte a produzioni rilevanti come in Val d'Agri. Nel grafico sottostante, dove viene rappresentato l'andamento della quota di mercato dei vari operatori tra il 2006-2013. Come si può notare, la quota maggiore spetta sempre ad ENI con una differenza abissale rispetto ai competitor.

La tabella 4.8 indica per ogni operatore il numero di concessioni che questi possiedono con quota al 100%. Nella singola concessione può essere che alcuni operatori abbiano scelto d'istituire una joint-venture con un'altra società mantenendo però una quota di maggioranza. Dai dati emerge che ENI è titolare del numero maggiore di concessioni a mare (25), mentre Gas Plus Italiana del numero maggiore di concessioni a terra (14). Il numero dei pozzi dipende dalle caratteristiche del campo e della conformazione del bacino d'idrocarburi, quindi, ad esempio, Ionica Gas possiede 28 pozzi a mare ma le concessioni che detiene sono solamente 2.

Azienda	Pozzi a mare come partner unico o di maggioranza	Pozzi a terra come partner unico o di maggioranza	Concessioni come socio unico a mare	Concessioni come socio unico a terra
Adriatica Idrocarburi	24	6	4	1
Canoel Italia	0	2	0	1
CH4 Lizzano	0	27	0	2
Edison	3	28	0	2
ENI	243	59	25	4
ENI Mediterranea Idrocarburi	0	50	0	7
Gas Plus Italiana	0	39	0	14
Ionica Gas	28	8	2	4
Irminio	0	0	0	0
Lazzi Gas	0	93	0	5
Medoilgas Italia	0	3	0	1
Northsun Italia	0	3	0	1
Padana Energia	0	17	0	4
Petrorep Italia	0	0	0	0

*(Continua alla pagina successiva)*

#### 4.1. CONCESSIONI DI RICERCA E COLTIVAZIONE IN ITALIA

(Continua dalla pagina precedente)

Po Valley Operations PTY	0	0	0	0
Siam	0	19	0	3
Sim	0	43	0	1
So. Mi. Fa	0	4	0	1
Socoplus	0	5	0	1
Terme di Salsomaggiore e Tabiano	0	15	0	2
<b>TOTALE</b>	298	421	31	54

Tabella 4.8: Aziende produttrici di gas come soci di maggioranza o unici Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

La joint-venture è una forma d'accordo che, nel mondo degli idrocarburi, è spesso utilizzato sia per reperire il capitale necessario, sia per sinergie di know-how ed operative, sia per abbattere i rischi legati all'investimento. Si può notare come Edison e Gas Plus Italiana siano le aziende che sono maggiormente presenti sul territorio con questo sistema di collaborazione, seguite da ENI.

Azienda	Pozzi a mare in joint-venture	Pozzi a terra in joint-venture con quota secondaria	Pozzi a terra in joint-venture con quota terziaria	Pozzi a terra in joint-venture con quota quaternaria
Adriatica Idrocarburi	0	0	0	0
Canoel Italia	0	5	1	0
CH4 Lizzano	0	0	0	0
Edison	43	39	4	0
ENI	0	0	18	0
ENI Mediterranea Idrocarburi	0	0	0	0
Gas Plus Italiana	3	33	0	0
Ionica Gas	0	0	0	0
Irminio	0	3	0	0
Lazzi Gas	0	0	0	0
Medoilgas Italia	2	2	3	0
Northsun Italia	0	0	0	0
Padana Energia	0	0	0	0
Petrorep Italia	0	2	4	3
Po Valley Operations PTY	0	2	0	0
Siam	0	0	0	0
Sim	0	0	0	0
So. Mi. Fa	0	0	0	0
Socoplus	0	0	0	0

(Continua alla pagina successiva)

#### 4. ANALISI STRATEGICO-ECONOMICHE

(Continua dalla pagina precedente)

Terme di Salsomaggiore e Tabiano	0	0	0	0
<b>TOTALE</b>	<b>48</b>	<b>86</b>	<b>30</b>	<b>3</b>

Tabella 4.9: Aziende produttrici di gas con quote minoritarie in joint venture Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Azienda	Joint Venture a mare socio di maggioranza	Joint Venture a mare socio di minoranza	Joint Venture a terra socio di maggioranza	Joint Venture a terra socio di minoranza
Adriatica Idrocarburi	3	0	4	1
Canoel Italia	0	1	0	3
CH4 Lizzano	0	0	0	0
Edison	2	9	5	9
ENI	7	0	2	1
ENI Mediterranea Idrocarburi	0	0	0	0
Gas Plus Italiana	0	3	7	7
Ionica Gas	0	0	0	0
Irminio	0	0	0	1
Lazzi Gas	0	0	0	0
Medoiligas Italia	0	1	2	2
Northsun Italia	0	0	1	0
Padana Energia	0	0	1	0
Petrorep Italia	0	0	0	6
Po Valley Operations PTY	0	0	0	1
Siam	0	0	0	0
Sim	0	0	0	0
So. Mi. Fa	0	0	0	0
Socoplus	0	0	0	0
Terme di Salsomaggiore e Tabiano	0	0	0	0
<b>TOTALE</b>	<b>12</b>	<b>14</b>	<b>21</b>	<b>31</b>

Tabella 4.10: Aziende produttrici di gas divise per ubicazione pozzo e quota di proprietà Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

### 4.1.3 Riserve

Le riserve di gas possono essere suddivise in tre classificazioni in base alla probabilità:

- *Riserve certe*: quantità stimate di gas che, sulla base di dati geologici e d'ingegneria di giacimento, potranno con ragionevole certezza essere prodotte da giacimenti noti, a

#### 4.1. CONCESSIONI DI RICERCA E COLTIVAZIONE IN ITALIA

partire da una certa data, nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato;

- *Riserve probabili*: quantità stimate di gas che, sulla base di dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere recuperate da giacimenti noti con ragionevole probabilità ma per i quali non è ancora stato sviluppato un commitment definito. Gli elementi d'incertezza possono riguardare l'estensione e le caratteristiche del giacimento, l'economicità del progetto di sviluppo oppure l'esistenza di sistemi di trasporto tra il giacimento ed il mercato di vendita;
- *Riserve possibili*: quantità stimate di gas che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità più contenuto rispetto a quello delle riserve probabili e che quindi presentano un grado d'economicità inferiore rispetto a quello stabilito.

Al 31 dicembre 2013 le riserve di gas naturale presenti sul territorio italiano risultano così ripartite.

	Certe	Probabili	Possibili	% Certe
Nord	2.651	2.319	50	4,7%
Centro	715	1.181	394	1,3%
Sud	18.060	19.580	7.928	32,1%
Sicilia	1.636	713	392	2,9%
<b>Totale Terra</b>	<b>23.062</b>	<b>23.793</b>	<b>8.764</b>	<b>41,0%</b>
Zona A	22.501	15.234	8.101	40%
Zona B	6.009	6.810	2.545	10,7%
Zona C+D+F+G	4.631	12.718	2.464	8,2%
<b>Totale Mare</b>	<b>33.141</b>	<b>34.762</b>	<b>13.110</b>	<b>59%</b>
<b>TOTALE</b>	<b>56.203</b>	<b>58.555</b>	<b>21.874</b>	<b>100%</b>

Tabella 4.11: Riserve di gas in Italia in miliardi di m<sup>3</sup> Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico



È evidente la maggior parte delle riserve sul suolo italiano si trova in mare (59%). Rispetto al dato del 31 dicembre 2012, al netto della produzione del 2013, le riserve si sono ridotte del 5,4%.

Figura 4.5: Ripartizione risrve tra marine e terrestri  
Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

#### 4. ANALISI STRATEGICO-ECONOMICHE

Analizziamo i dati riferiti alla terraferma

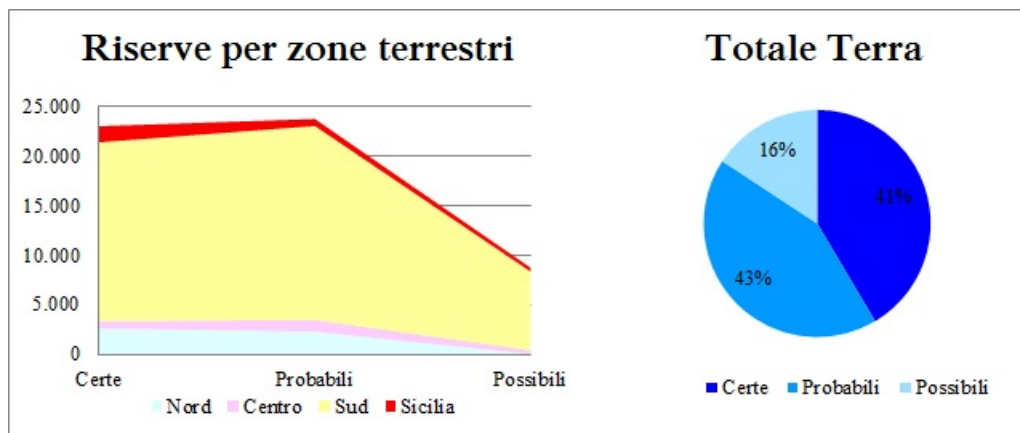


Figura 4.6: Divisione delle riserve di terra tra regioni e per tipo Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Dai grafici s'evince che la maggior parte delle riserve si trova nel Sud Italia: sia come riserve certe, sia come probabili, sia come possibili. Il Nord Italia supera il Centro Italia in quantità potenzialmente estraibili. La quantità di riserve probabili risulta di poco superiore a quella delle riserve certe; il che fa intuire che nel territorio italiano vi possa essere un ulteriore sviluppo della produzione.

Per quanto riguarda invece le zone marine analizziamo i dati a seguito

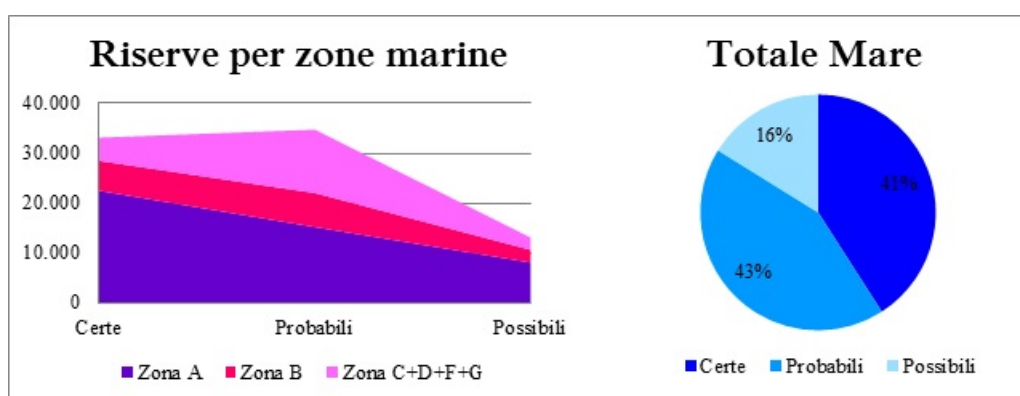


Figura 4.7: Divisione delle riserve a mare tra regioni e per tipo Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

Anche per la presenza di gas nel sottofondo marino le riserve probabili sono poco superiori alle riserve certe, dimostrando come il nostro paese possa essere maggiormente sfruttato. Si nota come attualmente ci si stia concentrando solo sulla zona A (Mediterraneo settentrionale), mentre se si va a guardare le possibilità di sviluppo si nota come le zone C, D, F, G presentino riserve probabili che potrebbero essere meglio sfruttate.

## 4.2 Analisi degli operatori intervistati

Abbiamo somministrato ad alcune imprese operanti nel settore un questionario, per comprendere meglio l'andamento del mercato, la loro attività, i loro progetti, i competitor, le loro opinioni e le previsioni.

Come precedentemente analizzato il settore upstream si suddivide in diverse fasi, alcune presidiate da aziende specializzate, altre a maggior integrazione. In particolare abbiamo ritenuto corretto suddividere le aziende intervistate in cinque categorie:

- *Aziende integrate*: si occupano sia delle prospezioni e ricerche di giacimenti di idrocarburi, sia della messa in produzione dei pozzi. Alcune di queste offrono, anche a terzi, servizi di controllo e manutenzione;
- *Aziende esplorative*: offrono servizi di esplorazione o prospezione tramite diverse metodologie. Si occupano sia di attività necessarie alla ricerca di idrocarburi, sia di attività d'ispezione durante le fasi di manutenzione;
- *Aziende produttrici e fornitrici d'impianti*: sono aziende, appartenenti al settore elettromeccanico, che producono o forniscono macchinari, attrezzature o impianti necessari alla perforazione ed all'estrazione di idrocarburi;
- *Aziende di consulenza*: fornitori di servizi di consulenza ingegneristica presso i vari EPC;
- *Aziende di coltivazione*: aziende che ricevono il titolo minerario e lo sfruttano per estrarre gli idrocarburi presenti nel sottosuolo, oppure come terzisti per altre compagnie a cui viene assegnato il titolo.

Le percentuali a cui fa riferimento il nostro campione sono:

Categoria	Percentuale
Aziende integrate	23,53 %
Aziende esplorative	23,53 %
Aziende produttrici e fornitrici d'impianti	41,18 %
Aziende di consulenza	5,88 %
Aziende di coltivazione	5,88 %

Tabella 4.12: Aziende intervistate ripartite per categoria

### 4.2.1 Aziende integrate

Le imprese appartenenti a questa categoria coprono tutte le fasi della filiera upstream: esplorazione, costruzione di pozzi e messa in produzione dei medesimi. Molte volte queste aziende possono avvalersi di specialisti in particolari campi che fanno capo ad aziende appartenenti allo stesso gruppo oppure con le quali intrattengono rapporti di partnership. Questa categoria contiene uno spettro molto ampio d'aziende: infatti qui possiamo trovare sia imprese che hanno pochi addetti e s'avvalgono per le loro attività in percentuali molto elevate di outsourcing, sia grossi

gruppi leader del settore che possono avere al loro interno un numero molto elevato d'addetti. Questa varietà di dimensioni si rispecchia sui fatturati che le aziende hanno, infatti si spazia da piccole imprese con fatturati di qualche milione di euro, fino ad arrivare a svariati miliardi se si considerano i big del settore. Il numero di progetti portati avanti durante l'anno dipende dalla quantità di permessi di ricerca e di coltivazione che ricevono dallo Stato, a seconda di quante gare riescono ad aggiudicarsi; la burocrazia e l'approvazione delle comunità locali risultano altresì due fattori rilevanti in termini di tempo e di complessità. Il rendimento di tali progetti risulta fortemente influenzato dalla quantità di gas naturale che viene estratto e dal numero di pozzi costruiti in corrispondenza del campo di coltivazione. Infatti la natura del giacimento determina la quantità di pozzi da costruire e, conseguentemente, i costi da sostenere. Queste aziende operano sia sul territorio nazionale, sia all'estero, in particolare nel nord America, Inghilterra, Francia, Malta ed Oceania. La difficoltà maggiore per le imprese operanti è riuscire ad ottenere i permessi di ricerca che vengono assegnati dal Ministero dello Sviluppo Economico tramite gara. Quindi la concorrenza risulta più aspra per le imprese di minori dimensioni, in quanto risulta più difficile competere con imprese che dispongono di grandi capitali ed attrezzature e che conseguentemente hanno strutture di costo molto diverse. Le piccole imprese puntano quindi o ai piccoli giacimenti che con i loro "modesti" ricavi non permetterebbero alle grandi aziende di risultare profittevoli o a creare joint venture con le grandi aziende in modo tale che queste ultime possano accollarsi meno rischi. Per quanto riguarda i clienti, le piccole aziende vendono la propria produzione ad imprese più grandi che possono essere o appartenenti al proprio gruppo o con le quali hanno accordi di vendita. Le grandi imprese, aggiungendo al gas acquistato quello da loro prodotto, decideranno se immetterlo in rete, stoccarlo oppure utilizzarlo per la produzione di energia elettrica. Secondo gli operatori, un'azienda integrata per essere competitiva deve avere una grande flessibilità, in modo da poter gestire giacimenti di natura differente in situazioni e contesti diversi. La tecnologia risulta un fattore preponderante in quanto soluzioni impiantistiche ed ingegneristiche differenti possono portare a diverse soluzioni alternative, per poi scegliere la più conveniente. Legato a quest'ultimo punto è presente un evidente trade-off: essere in possesso di diverse tecnologie risulta un vantaggio in quanto permette di adeguarsi a situazioni ambientali differenti ed evita il noleggio da terze parti, che comportano costi elevati, ma anche uno svantaggio poiché l'aggiornamento potrebbe portare strumenti molto costosi a subire un'obsolescenza che obbligherebbe ad investimenti in impianti ed attrezzature, come ad esempio potrebbe succedere nel fracking. Infine risulta importante avere un'ampia rete di relazioni con vari soggetti al fine di riuscire a ridurre i vari rischi dovuti sia alla necessità di capitale sia alle attrezzature presenti in loco.

#### **4.2.2 Aziende esplorative**

Le imprese appartenenti a questa categoria si occupano di analisi preliminari alla perforazione, messa in opera di impianti ed alla posa di tubazioni oppure di rilievi per le successive operazioni di manutenzione e ristrutturazione sia di pozzi che di condotte. Le indagini condotte possono essere di vario tipo: geofisiche, geotecniche, rilievi topografici di precisione, servizi idrografici, analisi statiche e dinamiche su strutture, ispezioni sottomarine e rilievi ambientali. Queste analisi possono essere svolte tramite diverse tecnologie che spaziano dagli scanner all'interferometria radar, dai rilievi con i laser a quelli sismici. Le imprese che si occupano solo di esplorazione sono di dimensione medio piccola, generalmente non superiore ai 100 addetti, che possono essere integrati da ulteriore personale durante alcune fasi dell'attività. Ad esempio nel caso di indagine offshore è necessario, oltre al noleggio della nave, pagare ulteriori lavoratori



per garantire il funzionamento di alcune attività di supporto, come potrebbero essere l'equipaggio per la nave. Il fatturato varia da pochi milioni di euro ad alcune decine di milioni di euro. Bisogna ricordare che questi fatturati sono fortemente influenzati dalla volontà delle aziende di commissionare i vari studi geologici ma anche dal contesto in cui esse operano. A prova di ciò, si può notare come mediamente le aziende abbiano quantità di progetti molto differenti a seconda sia della tecnologia utilizzata, sia del mercato di riferimento, sia dal tempo d'elaborazione della singola attività: si può passare da aziende che hanno tre o quattro progetti l'anno ad altre che ne hanno una trentina. I mercati dove operano risultano strettamente legati alla presenza di giacimenti o di impianti d'estrazione. Questa caratteristica ha fatto sì che le imprese operanti in questo settore non si limitino al territorio nazionale ma eseguano rilievi in tutto il mondo come ad esempio Canada, Est Europa, Sud America e Medio Oriente. Essendo la concorrenza molto aspra in questo settore, in quanto i competitor non solo sono aziende molto più grandi e strutturate ma anche enti di ricerca ed Università, le imprese focalizzate sull'esplorazione si sono differenziate diventando specialiste in particolari tipi di analisi. Ovviamente vi sono competitor stranieri che si occupano della medesima attività, soprattutto tedeschi, olandesi, americani, polacchi ed inglesi, che dispongono di maggior potere economico; tuttavia, grazie alle certificazioni che riescono a fornire ed ai minori costi del personale, riescono comunque a ritagliarsi una fetta di mercato. I clienti sono le imprese che sono interessate alla messa in produzione di campi o imprese che hanno già impianti e necessitano di rilievi per eseguire la manutenzione di condotte ed impianti. È da notare come le apparecchiature usate non siano di produzione italiana, ma americana o talvolta cinese. Ciò è dovuto al fatto che non vi sono produttori di tali macchinari in Italia. Secondo gli operatori del settore le caratteristiche necessarie per essere competitivi in questo settore risultano l'eccellenza tecnologica, sia a livello di continua innovazione che di alta specializzazione, le disponibilità finanziarie per effettuare nuovi investimenti tecnologici e personale formato ed altamente specializzato.

### **4.2.3 Aziende produttrici e fornitrici d'impianti**

Le imprese appartenenti a questa categoria si occupano della costruzione di macchinari, impianti, pipeline e di materiale d'uso in area pozzo come casseforme e ponteggi oppure della fornitura di equipment per la perforazione e per il trattamento dei liquidi e dei fanghi di perforazione. Queste aziende sono assimilabili ad aziende manifatturiere del settore meccatronico, infatti si occupano della progettazione e realizzazione di macchinari sia dal punto di vista meccanico sia dal punto di vista elettronico. Le imprese intervistate che operano in questo settore si configurano come medie imprese, con tipi di produzione molto diverse tra loro: da prodotti standard come valvole e casseforme fino a prodotti molto particolari dettati dalle necessità del cliente. Il fatturato risulta molto variabile e nel nostro campione, spazia tra i 5 ai 50 milioni di euro l'anno. La quantità dei progetti deriva dal tipo di prodotto commercializzato e dal tipo di servizio offerto. Per quanto riguarda le aziende che producono beni o macchinari la quantità di produzione dipende dalla domanda, essendo una produzione su commessa, conseguentemente è trascinata dalla necessità delle imprese che devono o cambiare il proprio parco macchine oppure acquistare nuovi macchinari. Questo tipo di produzione quindi necessita di una stretta collaborazione tra gli ingegneri dell'impresa fornitrice con la controparte dell'impresa cliente. Il tempo di progettazione può arrivare a durare qualche mese ma la produzione può durare due o tre anni in quanto le attività non sono standard e risultano molto diversificate da progetto a progetto. Per quanto riguarda invece i fornitori di impianti ed attrezzature, il numero di commesse può essere anche di qualche migliaio. Spesso i fornitori di impianti risultano loro stessi produt-

tori, conseguentemente possono sopperire alla mancanza di macchinari tramite la loro capacità produttiva. Le aziende appartenenti a questa categoria operano in Italia ma principalmente all'estero, soprattutto nei maggiori paesi produttori di gas come Medio Oriente, Russia, Africa, America e Asia Centrale. La competizione è aspra a livello mondiale, infatti ci sono grossi competitor internazionali, principalmente tedeschi, austriaci, olandesi, inglesi ed americani. La concorrenza in Italia, invece, risulta meno aspra in quanto le imprese produttrici di gas preferiscono utilizzare imprese locali che si spartiscono in questo modo il mercato. La maggior parte delle attività e del fatturato delle imprese intervistate, comunque, viene conseguito all'estero. I clienti sono principalmente le maggiori oil company, di grandi dimensioni e con una presenza capillare nel mondo. Le caratteristiche che gli operatori sentono più importanti per essere competitivi a livello internazionale in questo mercato sono sicuramente la flessibilità, intesa come la capacità di adattarsi a progetti standardizzati e non, la capacità d'innovare e svolgere attività di ricerca e sviluppo, l'essere multidisciplinari in modo da riuscire a comprendere al meglio le varie interconnessioni che vi possono essere in ambito meccanico, elettronico ed informatico, il tutto mantenendo un prezzo competitivo soprattutto a livello internazionale.

### 4.2.4 Aziende di consulenza

Le imprese operanti in questa categoria svolgono una serie molto varia di servizi a supporto delle aziende come asset integrity management, training and know how transfert, simulazioni dinamiche, consulenza e supporto tecnico. Per asset integrity management s'intende investire in innovazione e tecnologie con prestazioni ad alta sicurezza ed a basso impatto ambientale per poi formare e supportare i clienti per garantire loro processi di miglioramento che seguano questa direzione. Il know how transfert indica il trasferimento di conoscenza al cliente perché questo possa operare autonomamente, gestire cambiamenti al proprio interno ed operare con il miglior sistema di gestione. Il training consiste nell'offrire al cliente soluzioni per migliorare le performance o per colmare delle lacune. La simulazione dinamica consente alle imprese di ottenere una migliore comprensione del proprio processo ed eseguire analisi what-if per comprendere le varie conseguenze in diversi scenari. Solitamente queste imprese non si occupano solamente del oil and gas ma spaziano nel settore energetico ed a volte anche in quello dei trasporti e delle infrastrutture. Le imprese che si occupano di tutti i servizi sopraelencati sono poche in Italia, in quanto le società si focalizzano su alcuni aspetti particolari. Il fatturato risulta molto variabile e generalmente s'attesta a qualche decina di milioni di euro all'anno. Il settore della consulenza è caratterizzato da una molteplicità di progetti in quanto ci possono essere delle piccole consulenze spot o altre di maggior dimensione. La durata è diretta conseguenza del tipo di consulenza, infatti varia da qualche giorno a consulenze pluriennali. Il mercato è sia il mercato italiano sia il mercato estero, in particolare sono rilevanti le zone del Middle East, Africa, India e Corea. I competitor che si occupano di tutta la gamma di servizi sono relativamente pochi, quindi vi sono numerose aziende di nicchia. La competizione, conseguentemente, si articola principalmente all'interno delle nicchie in Italia, mentre all'estero la competizione è più aspra in quanto devono scontrarsi con aziende di dimensioni molto maggiori. I clienti sono tutte le imprese operano nella filiera del gas naturale che necessitano dei servizi erogati dalle società. Le caratteristiche più rilevanti per le aziende all'interno di questo settore risultano essere la flessibilità rispetto alle richieste del cliente, riuscendo a cogliere le necessità dei vari clienti e riuscendo a customizzare l'offerta per ogni singolo cliente fornendo pacchetti e soluzioni personalizzate per ogni tipo di necessità.

### 4.2.5 Aziende di coltivazione

Le imprese appartenenti a questa categoria si occupano della messa in produzione di campi ove nel sottosuolo sono presenti giacimenti di gas naturale. A differenza delle imprese integrate, queste si occupano solo della creazione di strutture per estrarre gas e della produzione di gas. La dimensione delle aziende varia a seconda della quantità di giacimenti in possesso e dalla grandezza degli stessi. Le aziende che abbiamo intervistato risultano di piccola dimensione con fatturati di qualche milione di euro e pochi progetti all'anno. Questi dati vanno letti alla luce di alcune considerazioni: la dimensione ridotta dell'azienda risulta una diretta conseguenza del mercato, infatti i giacimenti molto grandi che necessitano di grossi investimenti presuppongono che all'asta l'azienda si scontri con grossi competitor con i quali ha difficoltà a competere, conseguentemente, avendo un giacimento di dimensioni minori anche il fatturato risulterà minore. Le imprese da noi intervistate operano solamente in Italia sia come produzione che come terzisti. I competitor sono molto vari, infatti queste aziende competono sia con le major che si occupano di produzione di idrocarburi, sia con aziende che possono essere simili a loro ma molto più piccole. Se l'impresa opera come terzista ha come cliente l'impresa dalla quale è stata contattata per i servizi di perforazione, mentre producendo essa stessa ha come cliente operatori della rete distributiva. Per gli appartenenti al settore risulta importante standardizzare le attività per poter produrre a costi competitivi.

## 4.3 Distribuzione dei costi lungo la filiera upstream

L'obiettivo principale dell'industria petrolifera è quello di creare valore per gli azionisti attraverso le attività principali di ricerca, produzione e commercializzazione degli idrocarburi. Quindi, si deve gestire l'attività per ridurre e ridurre i costi, ottimizzare i ricavi, ma soprattutto essere in grado di selezionare tra le diverse opportunità d'investimento quelle che assicurano il massimo rendimento del capitale impiegato. Il profitto consente poi d'avere nuovi capitali disponibili per nuovi investimenti. In questo settore inoltre il profitto è associato a diversi parametri specifici, come il reintegro delle riserve prodotte ed i risultati dell'esplorazione, che sono difficilmente quantificabili in termini economici. Inoltre le compagnie petrolifere sono esposte ad imprevisti di tipo minerario, geografico, politico, ambientale in misura maggiore rispetto alle altre imprese. Nei programmi di una compagnia petrolifera deve per tanto essere preventivata la necessità d'operare con una percentuale data d'investimenti a rischio, che tuttavia non deve penalizzare il risultato globale. L'approccio economico di un progetto esplorativo è importante in quanto permette di valutare se alcune variabili decisionali possano combinarsi con una adeguata remunerazione del capitale investito, senza la quale sarebbe ingiustificata qualsiasi attività di ricerca. È necessario quindi prendere in considerazione le diverse possibilità d'investimento e confrontarle tra loro, cosa che obbliga la società esploratrice a porsi una serie di domande che richiedono riflessioni approfondite sulle singole ipotesi di lavoro. Il risultato dell'attività esplorativa non è conosciuto e la sua stima dipende dalla valutazione del potenziale petrolifero di un'area. Inoltre, occorre formulare scenari riguardanti da un lato la probabilità di successo, quindi che esista effettivamente un bacino di idrocarburi e dall'altro la stima del potenziale presunto, espressa nella quantità estraibile. Prendere una decisione nell'ambito di un investimento esplorativo significa prevedere le possibilità, che possono derivare da una certa scelta, tenendo sempre presente che il risultato potrebbe essere negativo. Per riassumere quindi, i passaggi che caratterizzano un processo d'analisi decisionale sono:

#### 4. ANALISI STRATEGICO-ECONOMICHE

- Definire i possibili scenari che derivano dalle singole scelte e dalle loro alternative;
- Definire vantaggi e svantaggi di ogni scenario;
- Stimare la probabilità di ogni possibile risultato;
- Calcolare medie ponderate di profitto per ogni decisione presa.

Per la valutazione economica di un oggetto esplorativo bisogna considerare due elementi:

- *Il rischio minerario*: ovvero la possibilità di successo. Le statistiche dimostrano che le imprese in possesso di proprie tecnologie aggiornate o di capacità tecniche di perforazione che permettano di raggiungere gli obiettivi prefissati nei termini previsti, risultano molto migliori rispetto a piccole compagnie che s'affidano a società di servizio. Quindi gli investimenti iniziali nella ricerca tecnologica hanno un impatto positivo sulla futura attività operativa;
- *Il successo commerciale*: occorre stabilire quali siano le riserve minime in grado di garantire una produzione redditizia. Spesso più che le riserve sono le capacità produttive dei singoli pozzi a determinare la validità del progetto. Le statistiche dei ritrovamenti evidenziano che solo una piccola percentuale dei successi geologici si trasforma in successo economico.

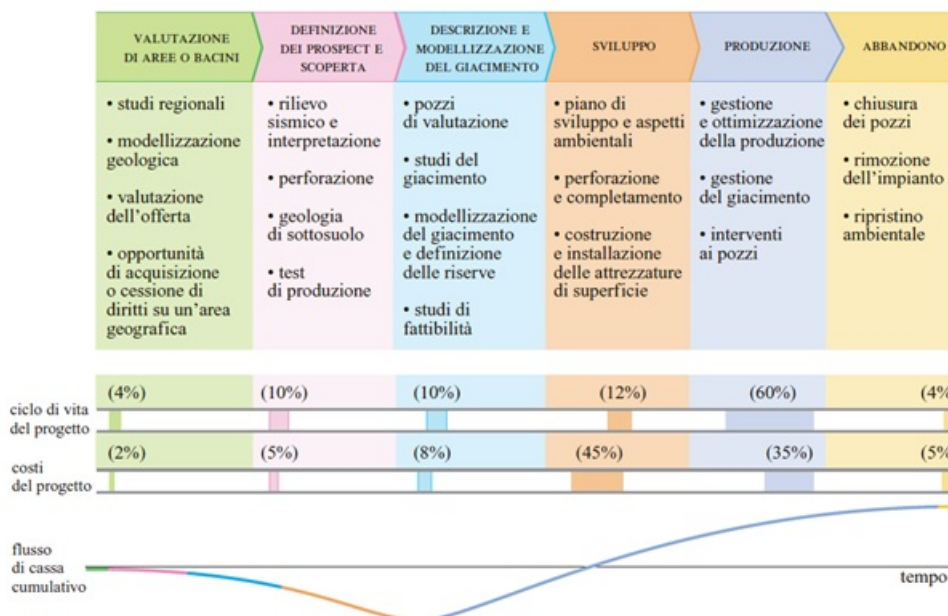


Figura 4.8: Ripartizione dei costi lungo tutta la filiera upstream Fonte: Enciclopedia degli Idrocarburi

I costi della fase esplorativa sono determinati dal pagamento di bonus d'entrata, dai rilievi geofisici in generale e da quelli sismici, dalle interpretazioni geologiche e geofisiche, dalla perforazione dei pozzi e dalle eventuali prove di produzione. Questi investimenti sono un costo indispensabile per avviare l'esplorazione e devono rientrare nel budget approvato dalla compagnia. Nella fase di sviluppo si affrontano altri costi tecnici. Se il risultato dell'esplorazione è positivo, infatti, occorre valutare preliminarmente e cercare d'ipotizzare i possibili scenari di

sviluppo e le fasi operative necessarie per realizzarli. Il progetto richiede un piano dettagliato anche per quanto riguarda le infrastrutture e la perforazione di pozzi iniettori. Deve inoltre essere analizzata la distribuzione temporale degli investimenti per massimizzare la produzione senza penalizzare le capacità produttive. Ovviamente si devono infine tener presenti tutti i costi operativi che riguardano la gestione delle operazioni correlate con la produzione ed i costi d'abbandono. Per stimare le quantità d'idrocarburi estraibili nei vari anni si realizza una simulazione del comportamento ergativo del giacimento, quindi occorre stimare alcuni importanti parametri come: la produzione a regime, la durata, il tasso di declino e la portata limite del campo. Sulla base di tutti questi elementi descritti e considerando anche il prezzo del prodotto finale ed il regime fiscale del paese, è possibile effettuare l'analisi economica del progetto esplorativo che però non contiene il fattore rischio e non consente il confronto tra progetti alternativi. La valutazione economica prevede l'analisi del flusso di cassa, quindi della quantità di denaro investito e di quello recuperato, calcolati sull'arco dell'intero progetto e non sui singoli anni. Successivamente deve essere inserito nel contesto anche il rischio minerario che permette di ricavare il valore monetario dell'investimento. Questo parametro infatti combina la stima del profitto prevista nell'analisi economica e la stima quantitativa del rischio geologico ricavato dall'analisi di rischio. Il flusso di lavoro di una valutazione è quindi articolato in alcuni passaggi fondamentali:

- Analisi dell'evento: la scelta di perforare un pozzo si traduce in due risultati: pozzo sterile o pozzo di successo con le rispettive probabilità;
- Calcolo dell'Net Present Value, tramite valutazione economica, derivante dalla media ponderata di diverse ipotesi di riserve nell'ambito dell'ipotetico giacimento;
- Calcolo del Valore Atteso Monetario;
- Media di tutti i valori considerati riportati all'origine del processo.

Questo procedimento permette di definire il valore dell'incertezza e delle opzioni decisionali. Il VAM permette di fare una selezione tra progetti di diversa provenienza, in modo da tararli sul concetto del rischio in fase decisionale. Per valutare in modo soddisfacente un progetto oltre al VAM bisogna considerare anche altri parametri come: la redditività, l'NPV, NPV/investimenti, VAM/investimenti, le riserve attese dal progetto esplorativo. Bisogna ulteriormente ipotizzare uno scenario con variazioni di prezzi e di costi per disporre di modelli più flessibili di valutazione.

Con questo quadro di riferimento è possibile prendere decisioni opportune avendo tenuto conto di tutte le variabili che caratterizzano il progetto esplorativo.

## 4.4 Analisi del settore

Di seguito analizzeremo il settore gas in Italia attraverso alcuni strumenti, al fine di comprendere in modo più chiaro ed approfondito il contesto nel quale si muovono gli operatori.

### 4.4.1 Analisi PEST

- *Fattori politici*: dal 2011 al 2014 in Italia si è assistito ad un susseguirsi di governi di diversi schieramenti ed orientamenti politici e di durata quasi mai superiore all'anno. L'i-

#### 4. ANALISI STRATEGICO-ECONOMICHE

---

naspirsi delle condizioni economiche, l'aumento dello scontento generale della politica e le maggioranze non decisive hanno portato ad un'instabilità politica che si è riflessa in una serie di governi tecnici o di larghe intese che hanno portato un gran rimescolamento nello scenario politico italiano. Questa instabilità si è riflessa in politiche altalenanti e non sempre coerenti tra loro che hanno portato un clima d'insicurezza per gli investitori che si son visti imporre sempre maggiori limitazioni alle loro attività. Negli ultimi vent'anni, anche sotto spinta delle politiche europee, l'Italia sta cercando di favorire una maggiore concorrenza nei vari settori cedendo anche numerose partecipazioni e liberalizzando alcuni settori. In particolare, per quanto riguarda il settore energetico si è assistito entro la fine degli anni 90 ad un riordino delle attività, ad un aumento di concorrenza attraverso leggi che impediscono la creazione di regimi monopolistici, in particolare il decreto del 25 novembre 1996 n.625 ha abolito le zone di esclusività d'esplorazione dell'ENI, il decreto 164/2000, 239/2004 e 93/2011. Inoltre da settembre 2014 con il decreto 133/2014 sono state approvate norme che potrebbero favorire la produzione di idrocarburi in Italia, come ribadito nella SEN, del quale si tratterà nello specifico nel capitolo riguardante la normativa. La normativa ambientale italiana risulta molto più stringente rispetto a quella europea sia per evitare sforamenti rispetto agli accordi internazionali sia per la ricerca di una maggior valorizzazione del patrimonio ambientale italiano. Per quanto riguarda la sicurezza sul lavoro l'Italia si è uniformata alle normative europee. Gli operatori inoltre denotano come non vi sia una normativa anticorruzione efficiente ed efficace visti i numerosi scandali occorsi. Per quanto riguarda la politica estera l'Italia è impegnata nella attuazione delle direttive europee ed è particolarmente attiva nella difesa dei diritti umani, nella lotta al terrorismo, nel disarmo, nella tutela dell'ambiente e nel rafforzamento delle relazioni internazionali al fine di garantire un approvvigionamento energetico stabile.

- *Fattori economici:* l'Italia ha fortemente risentito della crisi iniziata nel 2008 e tutt'ora presente. Nel 2013 il PIL ha registrato un calo dell'1,9% con un leggero miglioramento rispetto al 2012 quando il PIL era decresciuto del 2,4%. Rimane tuttavia molto elevato il rapporto Debito/PIL che infatti ha raggiunto quota 132,74%. Il rapporto Deficit/PIL ha soddisfatto il vincolo europeo del 3% attestandosi al 2,78%. L'inflazione registrata s'attesta al 1,3% nel 2013; questo grazie alle politiche della BCE che non consente di avere tassi d'inflazione superiori al 2%. Visto però il continuo calare dell'inflazione, la politica della BCE sta diventando più accomodante, soprattutto vedendo i recenti fenomeni deflattivi e la necessità di liquidità di alcuni stati, e sta portando ad iniettare liquidità nel sistema. Conseguentemente, come si è già visto da maggio 2014 il tasso di cambio Euro/dollaro è in leggero calo. Un altro fattore preoccupante è il tasso di disoccupazione in forte aumento, infatti nel ottobre 2014 ha raggiunto il 12,9% con una disoccupazione giovanile del 44,2%. Questo dato è preoccupante se confrontato con i dati precedenti alla crisi, infatti nel 2007 la disoccupazione toccava il 6,1%. Come conseguenza della politica accomodante dalla BCE i tassi d'interesse si sono abbassati notevolmente sia per supportare la domanda di denaro, sia per favorire la domanda di prestiti. La politica fiscale in Italia risulta particolarmente onerosa, sia a livello di persone fisiche, sia a livello di persone giuridiche, sia d'impres. In particolare le imprese hanno un corporate tax rate del 31,4% ed inoltre devono sostenere ingenti costi per il regime di tassazione sul personale. La situazione per il settore oil&gas risulta ancora più onerosa, infatti oltre al 27,5% di IRES ed il 3,9% di IRAP le aziende devono sostenere anche il 10,5% di Robin tax ed le royalties che possono variare dal 7% al 10% a seconda se il giacimento sia onshore o off-

shore. In Italia la crisi ha inciso in modo particolarmente negativo sui consumi, nel 2012 si è registrato la maggior contrazione dei consumi dal dopoguerra, dato che è leggermente migliorato nel 2013. Per quanto riguarda la domanda di gas vi è stato un crollo rispetto al 2012, infatti i consumi sono diminuiti 6,5%; tuttavia Snam, IEA e Ministero dello Sviluppo Economico prevedono al 2030 un aumento del consumo di gas. Un altro fattore estremamente rilevante per il settore gas è il clima, infatti essendo il gas usato principalmente per riscaldamento, l'andamento delle temperature influenza i consumi di questa risorsa. Ad esempio l'inverno 2013-2014 non è stato molto rigido e conseguentemente il consumo di gas è stato minore ad alti inverni.

- *Fattori sociali:* nel 2013 la popolazione italiana contava 60.782.668 abitanti, dimostrando d'essere il quarto paese in Europa per popolazione ed il ventitreesimo al mondo con una densità di 200,03 persone per chilometro quadrato, valore più alto della media europea. L'Italia ha un tasso di natalità dell'8,6%, un valore che risulta uno dei più bassi al mondo, inoltre le nascite stanno seguendo un trend di decrescita dagli anni '90; questo valore negli anni 2000 ha subito un ulteriore calo. Questo dato è confermato dal fatto che nel 2012 la fecondità è stata di 1,42 figli per donna, al di sotto della soglia 2,1 che permette la costanza della popolazione. Il tasso di mortalità risulta intorno al 10%, un valore che resta costante da circa 40 anni. Questi due ultimi dati danno un annuncio preoccupante, in quanto in Italia si stanno avendo più morti che nati in un anno con una differenza del 1,4%. Questo dato, unito al fatto che la speranza di vita si sta allungando al ritmo di un anno di speranza di vita in più ogni cinque anni circa, fa presupporre che l'Italia sia un paese con una popolazione che sta lentamente invecchiando; dato sostenuto anche dalla piramide dell'età dove si può notare che la maggior parte della popolazione sta tra i 35 ed i 60 anni. Questa decrescita è compensata da un aumento dei flussi migratori e si può notare come per gli stranieri residenti censiti la popolazione sia praticamente tutta sotto i 50 anni. Si consideri che al 31 dicembre 2013 il numero degli stranieri regolari è l'8,1% della popolazione italiana. Il numero figli a donna per le straniere è di 2,37, molto superiore rispetto al tasso degli italiani. Negli ultimi vent'anni si è assistito ad un calo dei matrimoni mediamente dell'1,2%, anche se tra il 2011 ed il 2012 sono aumentati grazie alla ripresa dei matrimoni ove uno o entrambi sono di cittadinanza straniera. Le nozze in Italia sono sempre più tardive, infatti l'età media al primo matrimonio degli uomini è pari a 34 anni, mentre per le donne 31. Questo dato va letto alla luce dell'alta scolarizzazione che vi è in Italia; infatti l'allungamento dei tempi formativi (si pensi che il 30% dei diciannovenni s'iscrive all'università) porta i giovani ad entrare tardi nel mondo del lavoro, oppure per chi non sceglie di proseguire con la formazione accademica, la condizione di precarietà del lavoro che trova non gli permette di sostenere una vita autonoma. Risulta quindi evidente che i giovani rimangono in famiglia fino all'età del matrimonio o della convivenza. L'unione di questi fattori porta a notare come vi siano sempre meno nuovi nuclei familiari autonomi, conseguentemente minori consumi di gas rispetto alla crescita che si potrebbe auspicare. Un altro fattore che si sta affermando è la modifica dei canali di comunicazione usati dalle persone per informarsi; infatti, sono sempre di più gli italiani che utilizzano la rete perché la considerano un canale più libero ed indipendente. Questo abbandono dei canali tradizionali può favorire il contatto tra persone ed informazioni non sempre verificate o trattate da persone non competenti in materia. Un altro fattore che in Italia si è affermato è una enorme spinta ecologista che porta ad un'attenzione sempre maggiore alle tematiche ambientali ed all'inquinamento. Un fattore che può essere asso-

ciato sono le sempre maggiori tendenze, a volte strumentalizzate, NIMBY (acronimo di Not In My Back Yard) che mediamente si presentano con circa 350 casi l'anno in Italia. L'unione di questi fattori ha portato ad un'opposizione sociale generalizzata che si manifesta praticamente su ogni opera che è proposta nel Paese, anche aiutato dalla capillare diffusione dei social media. Inutile sottolineare come questo malcontento possa venir cavalcato da interessi partitici o associativi al fine d'ottenere dei vantaggi.

- *Fattori tecnologici*: le tecnologie esplorative ed estrattive hanno ormai raggiunto uno stallo; infatti non si denota una tecnologia innovativa da moltissimi anni, pure il fracking che è la novità del momento nasconde dietro di sé una tecnologia già conosciuta dagli anni '50. Per quanto riguarda l'estrazione convenzionale gli unici miglioramenti, al di là di ricercare sempre una maggiore resa, sono modifiche che portino a miglioramenti ambientali per estrazioni sempre più green e l'integrazione sempre maggiore di sistemi informatici, sensori e strumenti automatizzati per cercare di avere sempre un maggior controllo ed una maggiore sicurezza in fase di coltivazione. Per riguarda i giacimenti non convenzionali la tecnologia utilizzata risulta si nota, ma le scarse rese presuppongono che si ricercherà di ottenere nuove innovazioni per aumentare sia l'efficienza dell'estrazione sia di mitigare gli impatti ambientali presenti.

### 4.4.2 Modello delle 5 forze di Porter

Analizziamo tramite il modello delle cinque forze di Porter lo stadio upstream, esplorazione e produzione, per meglio comprendere il settore.

- *Concorrenza*: i concorrenti diretti sono le imprese che offrono sul mercato lo stesso tipo di bene o servizio, e i rapporti con i competitor incidono notevolmente sul business dell'impresa. Il settore estrattivo è caratterizzato dalla presenza di alcune grandi compagnie, con un livello di integrazione medio-alto grazie anche all'acquisizione di alcune aziende o ad accordi di partnership. Queste grandi imprese beneficiano sicuramente del fattore scala nelle attività operative. In generale il numero delle imprese sul mercato non è molto elevato e le quote non sono equamente distribuite. La concentrazione, invece, è sicuramente elevata dal momento che la quota di mercato delle prime tre aziende, Eni, Royal Dutch Shell ed Edison, copre complessivamente il 97,2%. Esistono notevoli barriere all'uscita, soprattutto in termini di riconversione degli assets. Il prodotto è senza dubbio poco differenziato quindi è fondamentale l'efficienza delle attività operative, in un business dove i costi fissi sono molto elevati. Gli investimenti iniziali sono ingenti ed i ritorni, non sempre certi, arrivano dopo parecchi anni; il fabbisogno di capitale è dunque molto elevato. Per quanto riguarda invece il tasso di sviluppo del settore, è difficile prevedere se questo possa espandersi nei prossimi anni grazie alle politiche energetiche sulle quali l'Italia sta puntando oppure subirà un nuovo calo come negli anni passati.
- *Potere contrattuale dei fornitori*: i fornitori sono altre imprese alle quali l'azienda d'estrazione si rivolge per acquistare materiali o servizi a supporto della propria attività. Il potere contrattuale di questi soggetti dipende sia dalla loro dimensione che dalla possibilità dell'impresa estrattiva di integrarsi verticalmente o di diversificare il proprio business. Nel settore estrattivo i fornitori sono solitamente player internazionali se si considera la tecnologia ma possono anche essere imprese locali se si considerano attività di noleggio delle apparecchiature o forniture materiali di consumo. I fornitori di tecnologia sono



presenti in numero ridotto, il che garantisce loro un buon potere contrattuale. Si sono diversificati e sono società di ingegneria e servizi in grado di supportare attività differenti lungo la filiera degli idrocarburi, con un ampio portafoglio di prodotti. Il costo di fornitura è generalmente scaricato a valle ai clienti finali. Molte grandi imprese come ENI hanno scelto di integrarsi a monte, svolgendo al proprio interno tutte le attività, comprese quelle di ingegnerizzazione degli impianti. La possibilità di un'impresa di integrarsi a monte, se questa dispone di know how e capitale, può diminuire il potere contrattuale dei fornitori di servizi e tecnologie. Questo, tuttavia, espone l'azienda sia alla necessità d'ingenti capitali per l'acquisto dei macchinari che potrebbero non essere utilizzati nel immediato. Possono infine essere considerati come fornitori coloro che detengono la proprietà di aree geografiche e terreni dove sono localizzati gli idrocarburi; ovviamente questi soggetti hanno un elevato potere contrattuale.

- *Potere contrattuale dei clienti:* i clienti sono coloro che acquistano il bene prodotto dall'impresa ed il loro potere contrattuale dipende dalla numerosità degli operatori e dei clienti stessi, oltre che dalla normativa e dalla presenza di prodotti sostitutivi. Essendo un settore con numerosi clienti individuali, questi non hanno elevato potere contrattuale. La situazione cambia se si considerano clienti istituzionali (ovvero rivenditori indipendenti e società chimiche) che hanno un impatto maggiore sul fatturato delle grandi compagnie e dispongono un potere contrattuale maggiore rispetto i clienti individuali.
- *Potenziati nuovi entranti:* sono operatori che hanno mostrato l'intenzione di entrare all'interno del business e potenzialmente potrebbero sottrarre quote di mercato e ridurre il volume d'affari degli operatori già presenti nel settore. Innanzitutto la presenza di incumbent con un grande potere di mercato agisce significativamente come barriera all'ingresso. Ai nuovi entranti, inoltre, sono richiesti ingenti investimenti iniziali, capacità di ricerca e sviluppo, elevati disponibilità finanziarie, capacità di costruire partnership con altri player della filiera e la capacità di sfruttare economie di scala delle attività operative. Questo insieme di caratteristiche è difficile da trovare in un'impresa che si sta affacciando a questo settore. Infine, dal momento che i permessi di ricerca e le concessioni di coltivazione sono distribuite dal Ministero dello Sviluppo Economico tramite gara, è difficile competere con aziende già presenti nel settore che possono garantire certificazioni e sicurezza maggiore.
- *Minaccia prodotti sostitutivi:* rappresentano i prodotti che sono in grado di sostituire, negli utilizzi finali, il gas naturale. Questi sono rappresentati sicuramente dalle energie rinnovabili e dalle fonti di energia alternativa che offrono sia il medesimo scopo del gas con l'aggiunta di notevoli benefici in termini di impatto ambientale e sostenibilità, tematiche al giorno d'oggi di grande importanza. Tuttavia la riconversione del mercato energetico alle fonti alternative non è un processo semplice che può esaurirsi in breve tempo, anzi, è molto lungo e oneroso anche dal punto di vista economico. Quindi questa minaccia è relativamente bassa se consideriamo il breve termine ma, siccome nel lungo termine le risorse fossili convenzionali sono destinate a ridursi, è chiaro che le fonti alternative nel futuro avranno sempre maggiore importanza nel panorama energetico mondiale.

Le conclusioni che si possono trarre variano in funzione dell'operatore che si analizza e dipendono principalmente dalla sua dimensione, dalla sua presenza sul mercato e dallo stadio della filiera che occupa. Sono quindi possibili diversi modelli di business.

#### 4. ANALISI STRATEGICO-ECONOMICHE

---

- *Caso 1.* L'impresa è già presente all'interno del settore e ha dimensioni particolarmente elevate in termini di integrazione lungo la filiera o di diversificazione in altri business correlati al settore energetico del gas naturale, come potrebbero essere ENI o Edison che oltre ad essere appunto importanti player nel settore estrattivo ed essere notevolmente integrate, si occupano anche di energia elettrica. Questo tipo di aziende dispongono della tecnologia e del potere contrattuale sia verso i fornitori di servizi che verso il governo. Quando l'attività estrattiva sul territorio italiano cesserà potranno sfruttare la diversificazione del business per contenere i mancati volumi d'affari che ne conseguiranno. Essendo imprese di fama mondiale, potranno comunque sfruttare il proprio know how all'estero. Inoltre potranno sfruttare i propri impianti per trasformarli in infrastrutture a servizio della filiera: ad esempio gli impianti estrattivi offshore potrebbero essere convertiti in terminali per la ricezione di navi metaniere trasportanti GNL. Queste imprese, quindi, attualmente, devono cercare di conservare la propria posizione di leadership settoriale, rafforzando la propria posizione acquisendo operatori minori o sviluppano partnership con altri player del settore.
- *Caso 2.* L'impresa ha dimensione relativamente piccola ed è già presente all'interno della filiera ma unicamente nelle attività di upstream. È riuscita a sviluppare delle competenze tecnologiche per operare nel settore tuttavia la scarsa dimensione e focalizzazione possono portare ad una forte perdita di quota di mercato nel momento in cui i bacini in possesso inizieranno ad esaurirsi. L'impresa può quindi decidere di puntare alla partnership con gruppi maggiori o addirittura a farsi acquisire dagli stessi, in modo da continuare il proprio business oppure puntare all'integrazione lungo altre fasi della filiera o alla diversificazione del proprio business, per ridurre il rischio derivante dalle proprie attività operative.
- *Caso 3.* L'impresa è esterna alle attività di esplorazione ed estrazione del gas naturale. L'ingresso è fortemente sconsigliato anche se è un'importante player energetico italiano infatti sono necessari ingenti capitali, le barriere all'ingresso sono molto significative ed il mercato è molto concentrato. Quindi le sarebbe più conveniente acquisire un player già presente all'interno del settore upstream, in modo che l'operatività delle attività core sia immediatamente garantita e le sia possibile essere fin da subito competitiva. Ovviamente però per l'acquisizione servono risorse economiche considerevoli. L'ingresso nel settore senza passare dall'acquisizione o dalla fusione non è molto sensato per i motivi sopracitati.

## 4.4.3 Analisi SWOT

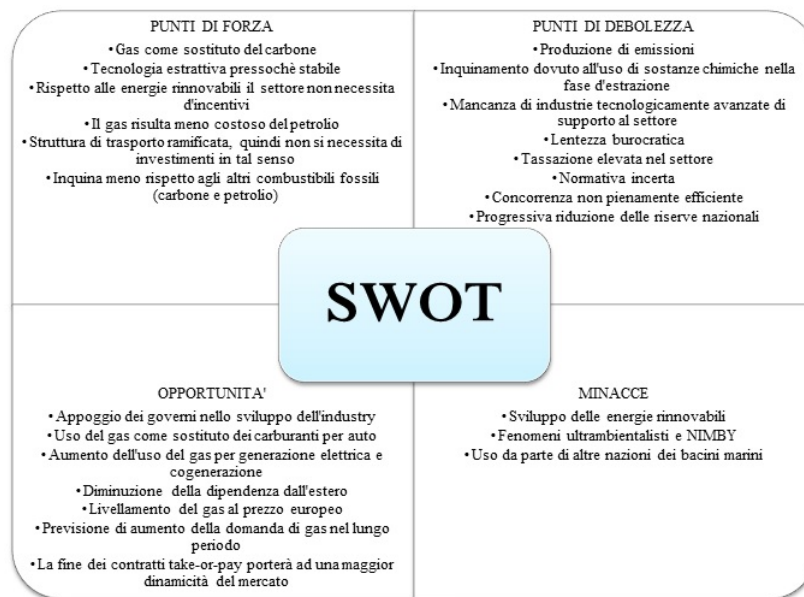


Figura 4.9: Analisi SWOT

- *Punti di forza:* l'Europa si è prefissata l'obiettivo di una totale decarbonizzazione del territorio europeo, ricorrendo ad altre fonti energetiche per soddisfare il suo fabbisogno interno. Per far ciò gli stati membri saranno costretti a modificare il mix energetico cercando soluzioni alternative con l'uso di diversi idrocarburi. In questo frangente il gas risulta particolarmente avvantaggiato grazie ad un prezzo estremamente competitivo sul petrolio e con emissioni decisamente minori. Come visto in precedenza la tecnologia d'estrazione del gas risulta una tecnologia che negli anni non ha avuto sconvolgimenti significativi, questo fa sì che le aziende possano avere una consapevolezza maggiore dei costi e della struttura dei vari progetti anche nel futuro. Un altro fattore da non trascurare è la diffusione capillare della rete di distribuzione del gas naturale che, grazie anche alla ricerca di trasformare l'Italia in un hub, non necessita di altri investimenti aggiuntivi, il che permette di trasportare velocemente il gas ed immetterlo in rete senza grandi ulteriori investimenti. Un altro vantaggio, soprattutto a livello statale, è che questo mercato risulta redditizio e non necessita di sistemi d'incentivazione da parte dello Stato.
- *Punti di debolezza:* la debolezza del sistema italiano risiede soprattutto nella normativa e nella lentezza della macchina statale. Infatti, sebbene si auspichi in un miglioramento la situazione, ad oggi questa risulta abbastanza statica e scoraggiante. Infatti, gli epocali tempi per ottenere le concessioni, l'instabilità politica che porta ad un senso d'incertezza sulle normative future e le elevate aliquote fiscali fanno sì che gli operatori non rendono l'Italia un paese appetibile agli investitori. Conseguenza del continuo riordino del settore è la predominanza dell'ENI che risulta in posizione di quasi monopolio. Un altro fattore che può essere un problema di lungo periodo è la diminuzione delle riserve di gas, come è naturale che sia. Un mercato che in Italia risulta pienamente mancante sono le industrie hi-tech di produzione di macchinari di perforazione e di analisi del territorio. Infatti tutte le aziende che si occupano di exploration&production utilizzano grandi fornitori

#### 4. ANALISI STRATEGICO-ECONOMICHE

---

esteri. Come ogni fonte fossile anche l' estrazione di gas produce emissioni di anidride carbonica, ciò risulta un fattore penalizzante a causa dei maggiori costi dovuti a sistemi d'abbattimento dell'anidride carbonica come quello dei certificati grigi. Un altro fattore che può essere ricollegato alla tutela del patrimonio ambientale è la costruzione e l'uso di un pozzo a causa dell'utilizzo di alcuni materiali e agenti chimici che potenzialmente dannosi per l'ambiente.

- *Opportunità*: la strategia energetica nazionale italiana in accordo alle direttive europee sta guardando con sempre maggiore interesse al gas naturale sia per la produzione d'energia termica sia per la produzione dell'energia elettrica. L'interesse dei vari governi, dunque, risulta un fattore evidente e molto importante per lo sviluppo del settore che dovrà subire un'inesorabile accelerazione. Inoltre, la modifica del mercato rispetto alle decadi passate fa sì che ormai si stiano abbandonando i vecchi ed onerosi contratti take-or-pay e si stiano sempre più orientando verso transizioni spot. Questo sicuramente garantirà una dinamicità maggiore del mercato ed un aumento dell'interesse per gli operatori. Il fatto che il mercato dell'estrazione sia considerato interessante e di primaria importanza per l'interesse della nazione comporta l'immissione di maggiori quantitativi di gas di produzione nazionale che ridurranno la dipendenza dall'estero e porteranno ad un abbassamento dei prezzi portandoli ai livelli europei. La pervasività dell'uso del gas permetterà l'uso di questa risorsa per nuovi utilizzi, come ad esempio lo sviluppo del suo ruolo nella trazione di autovetture ed un suo uso sempre maggiore per la cogenerazione.
- *Minacce*: essendo molto più economico del petrolio e dell'energia elettrica, nel processo di decarbonizzazione dell'Europa, il gas potrebbe essere avere come maggiori competitor le energie alternative. Queste infatti, essendo molto meno inquinanti e incentivate a livello statale, potrebbero crescere notevolmente. Grazie ad esse, infatti, si può produrre sia energia elettrica che calore. Inoltre essendo le fonti fossili esauribili, nel lungo periodo potrebbero essere giudicate più convenienti. Finora l'esplorazione e l'estrazione di gas in Italia, oltre che dai problemi burocratici e normativi, è stata ostacolata da una spinta ecologista e di scontento che ha provocato ulteriori ritardi sui lavori e sulle concessioni di estrazione. Se questa spinta, favorita dagli strumenti telematici, venisse propagata potrebbe portare a numerose manifestazioni contro le politiche del governo a favore del gas o contro le compagnie che si occupano di ricerca ed estrazione. A conseguenza di questi atteggiamenti alcuni stati, al confine con l'Italia potrebbero utilizzare giacimenti che varcano i confini nazionali estraendo gas che risiede nel sottosuolo italiano senza un beneficio per il paese, situazione che si sta già verificando nell'Adriatico.

---

# Capitolo 5

## La normativa nell'Upstream

### 5.1 La strategia energetica nazionale

La Strategia Energetica Nazionale è il documento di programmazione e indirizzo nel settore energetico a livello nazionale. È un documento sviluppato dal Ministero dello Sviluppo Economico nel Marzo 2013 ed aggiornato a febbraio 2014.

#### 5.1.1 Gli obiettivi

La SEN contiene le linee direttrici della politica energetica italiana dei prossimi decenni e, in particolare, indica quattro obiettivi principali:

- L'allineamento dei costi energetici a quelli europei, con una riduzione di 9 miliardi di € l'anno sulla bolletta elettrica e gas a livello nazionale (attualmente la spesa totale è di 70 miliardi di €). Ciò comporterebbe una maggiore competitività delle imprese italiane, un risparmio considerevole per i consumatori finali e, di conseguenza, una crescita economica sostenibile nel lungo periodo.
- Il superamento degli obiettivi ambientali europei, fissati nel "Pacchetto 20-20-20", quali:
  - Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> del 21% rispetto il 2005;
  - Penetrazione delle rinnovabili per raggiungere un'incidenza del 19-20%;
  - Riduzione del consumo di energia del 24%;

In particolare ci si attende che le rinnovabili diventino la prima fonte nel settore elettrico al pari del gas con un'incidenza del 35-38%. Inoltre si vorrebbe che l'Italia assumesse il ruolo di guida nella "Roadmap 2050" di decarbonizzazione dell'Europa. Il raggiungimento di questo obiettivo è fondamentale per la competitività industriale futura;

- Il rafforzamento della sicurezza e dell'indipendenza d'approvvigionamento, con una riduzione di circa 14 miliardi l'anno di acquisti energetici dall'estero (rispetto ai 62 miliardi attuali) e con una dipendenza che passerà dall'84% al 67%. Lo scopo è quindi migliorare la flessibilità e la sicurezza del sistema energetico a fronte di una diversificazione delle fonti di approvvigionamento. Il Ministero dello Sviluppo Economico stima, inoltre, che realizzare questo obiettivo comporterebbe un aumento dell'1% del PIL secondo i valori attuali;

- La spinta alla crescita economica guidata dal settore energetico, con 180 miliardi di € di investimenti al 2020 sia nella green e white economy che nei settori tradizionali. Ciò avrà ricadute positive nell'ambito manifatturiero, sull'occupazione e sull'economia in generale, infatti saranno per lo più investimenti privati, solo in parte supportati da incentivi.

### 5.1.2 Le priorità d'azione

Per raggiungere questi obiettivi sono state identificate 7 priorità, con misure concrete da prendere che verranno in seguito riassunte:

- *Efficienza energetica*: contribuisce al raggiungimento di tutti gli obiettivi di politica energetica sopracitati, infatti:
  - Grazie al risparmio di consumi si potranno ridurre i costi energetici;
  - Riduce l'impatto ambientale e consente l'abbattimento delle emissioni;
  - Migliora la sicurezza di approvvigionamento e la riduce la dipendenza energetica;
  - Consente un maggiore sviluppo del settore dell'efficienza dove l'Italia può vantare numerose posizioni di leadership.

Gli incrementi di domanda di energia che si prospettano da qui al 2020 verranno assorbiti in parte dall'efficienza energetica;

- *Mercato competitivo del gas e Hub sud-europeo*. L'Italia deve creare un mercato interno liquido, concorrenziale e integrato con gli altri Paesi europei. Secondo l'International Energy Agency nei prossimi 20 anni l'Europa aumenterà l'importazione di gas fino a circa 190 miliardi di metri cubi in più. Dunque l'Italia ha l'opportunità di diventare un crocevia per l'ingresso di gas dal Sud. L'impatto di questi cambiamenti comporterebbe l'allineamento del prezzo del gas ai livelli europei e l'incremento della sicurezza di approvvigionamento grazie al rafforzamento delle infrastrutture. Potrà così aumentare anche l'elettricità prodotta dal parco italiano di cicli combinati a gas e, di conseguenza, diminuire l'importazione della stessa;
- *Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili*. L'Italia vuole superare gli obiettivi richiesti dal "Pacchetto 20-20-20" per contribuire in modo significativo alla riduzione delle emissioni. Tuttavia occorre contenere la spesa che potrebbe gravare sulle famiglie e sulle imprese tramite rincari sulla bolletta. Quindi bisogna allineare gli incentivi statali ai livelli e ai valori europei e favorire lo sviluppo di energia rinnovabile termica che ha costi specifici inferiori rispetto quella elettrica. Inoltre verrà orientata la spesa verso i settori e le tecnologie con maggiori benefici ambientali, dando maggiore importanza al riciclo e alla valorizzazione dei rifiuti;
- *Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico*. Il settore elettrico sta attraversando diversi cambiamenti:
  - Il calo della domanda;
  - La grande disponibilità di capacità di produzione termoelettrica;
  - L'incremento della produzione rinnovabile;

Quindi lo scopo è mantenere e sviluppare un mercato elettrico libero, efficiente e integrato con quello europeo in termini di infrastrutture e regolazione, facendo progressivamente convergere i prezzi a quelli europei;

- *Ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti.* Dal momento che il settore è in calo a causa della diminuzione dei consumi e del rafforzamento della concorrenza di nuovi Paesi, occorre una ristrutturazione che porti a una struttura più competitiva e tecnologie più avanzate. Deve essere inoltre ammodernata la distribuzione di carburanti per raggiungere maggiore efficienza e offrire un servizio più elevato ai consumatori.
- *Produzione sostenibile di idrocarburi nazionali.* Dal momento che l'Italia dispone di ingenti quantità di gas e petrolio, deve fare leva su queste risorse che porterebbero benefici in termini occupazionali e di crescita economica. Ovviamente bisogna anche tenere conto del potenziale impatto ambientale che questo sfruttamento potrebbe portare, quindi introdurre regole ambientali e di sicurezza allineate agli standard internazionali.
- *Modernizzazione del sistema di governance.* Il sistema decisionale italiano deve essere reso più efficace e più efficiente in quanto attualmente le procedure e i tempi di attesa sono molto lunghi e con molte complicazioni.

### 5.1.3 Ricadute della SEN sull'estrazione di gas naturale

L'Italia vanta risorse di idrocarburi significative. Secondo le stime del Ministero dello Sviluppo Economico, le risorse potenziali totali ammontano a 700mln/tep, di cui certe a 120mln/tep e le restanti probabili e possibili. E dal momento che negli ultimi anni l'attività di ricerca e prospezione di nuovi giacimenti è stata drasticamente ridotta, queste stime sono da considerare stimate per difetto. Attualmente la produzione annua è di circa 12mln/tep quindi la vita utile delle risorse presenti è superiore ai 50 anni ma scende a 5 se si considerano i consumi attuali complessivi.

Un maggiore sfruttamento delle riserve a disposizione e una continua ricerca di aree promettenti sul territorio comporterebbe innanzitutto ad un maggiore sviluppo del settore che attualmente conta 120 imprese attive con più di 65 mila occupati, un giro d'affari di 20 mld di € e una spesa per attività di ricerca e sviluppo pari a 300 mln di € l'anno. Inoltre una maggiore produzione interna consentirebbe di avvicinarsi a quello che è il primo obiettivo della SEN, ovvero livellare i prezzi italiani del gas a quelli europei. Attualmente infatti l'importazione è regolata da contratti Take-or-Pay di lungo periodo indicizzati all'andamento dei prodotti petroliferi. Questa tipologia contrattuale contiene una clausola che obbliga l'acquirente a pagare comunque, interamente o parzialmente, una quantità minima di gas prestabilita e fissata nel contratto stesso anche nel caso in cui non venga prelevato. Le altre caratteristiche di questo rapporto negoziale sono la durata, che normalmente oscilla tra i 20 e i 30 anni, e il prezzo. Questo, in particolare, viene determinato sulla base dell'andamento dei corsi petroliferi con aggiornamento su base semestrale e, di conseguenza, ha un andamento simile a quello del greggio anche se ha dimensioni, caratteristiche e dinamiche differenti. Queste circostanze hanno favorito i paesi produttori e lo si può intuire con un breve esempio: in Russia il costo di estrazione del gas è stimato in  $2c€/m^3$ , a cui vanno aggiunti i costi di trasporto dal giacimento al mercato di consumo e l'eventuale costo di transito sul territorio di Paesi terzi. Il valore resta, tuttavia, notevolmente inferiore a quello

## 5. LA NORMATIVA NELL'UPSTREAM

stimato da Nomisma Energia alla frontiera italiana che può raggiungere i 30-34€/m<sup>3</sup>. Risulta quindi palese che la rigidità di questi contratti di approvvigionamento contribuisca a ridurre la competitività: i prezzi del gas in Italia sono circa il 25% più alti rispetto quelli dei principali Hub del gas europei (dato relativo al mercato spot PSV nel 2011). Ciò si riflette anche su prezzo dell'elettricità, in quanto questa viene prodotta grazie a cicli combinati a gas.

Una maggiore produzione italiana di gas, inoltre, consentirebbe in parte di raggiungere il terzo obiettivo della SEN relativo alla riduzione degli approvvigionamenti dall'estero. Attualmente l'84% del fabbisogno energetico del nostro paese è coperto dalle importazioni, con produzione nazionale da energie rinnovabili, gas e greggio che coprono rispettivamente il 10%, il 4% e il 3% del fabbisogno nazionale (2010) mentre nell'Unione Europea la quota media è del 53%.

In aggiunta, come mostrato nella figura 5.1, non sarebbero affatto irrilevanti le entrate fiscali che questi grandi progetti andrebbero a produrre dal momento che la tassazione, come sottolineano gli operatori del settore, può toccare anche il 63,9%. In Italia infatti il settore petrolifero è sottoposto alle seguenti imposte:

- *Royalties*: sono il pagamento di un compenso con lo scopo di sfruttare un dato bene ai fini commerciali. Esse sono applicate alle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi sul valore della produzione. Attualmente la royalties sulla terra è del 10% mentre sul mare è del 7% per il gas;
- *IRES*: è la tassazione sui redditi della società ed è pari al 27,5%;
- *IRAP*: è l'imposta regionale sulle attività produttive, pari al 3,9%;
- *Robin Tax*: pari al 10,5%.

### Implicazioni geopolitiche nella fornitura di gas in Italia

Secondo Matteo Verda, ricercatore dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale (ISPI) e dottore di ricerca all'Università di Pavia, i conflitti in Ucraina e in Libia non avranno ripercussioni disastrose nel nostro paese anche se coinvolgono sia il gas che il petrolio. Tuttavia la probabile crisi algerina e la destabilizzazione dell'Arabia Saudita potrebbero causare notevoli problemi all'Italia. Dal Nord-Africa, infatti, l'Italia importa un terzo del suo gas e, sebbene oggi la situazione sia abbastanza stabile, il presidente algerino Bouteflika è anziano e malato. Egli tiene in mano il paese da 15 anni ma dal momento che già alcune bande armate agiscono nel sud del paese, è possibile che in futuro, alla scomparsa dell'attuale presidente, possano nascere conflitti ed instabilità. Un eventuale blocco della fornitura potrebbe portare conseguenze importanti. La Russia quindi resta un partner energetico importante per l'Italia e l'Europa. Inoltre la nostra economia rimarrebbe meno esposta rispetto al passato in quanto abbiamo diversificato i fornitori e possediamo una discreta capacità di stoccaggio. Dopo la guerra civile del 2011 le importazioni dalla Libia che raggiungono al massimo il 10% del gas importato, sono leggermente calate anche perché spesso vengono interrotte, costringendo quindi l'Italia ad una maggiore importazione dalla Russia e dall'Algeria. Per questo il governo ha sostenuto la realizzazione del TAP, il gasdotto Trans Adriatico che veicolerebbe in Italia 10 Miliardi di metri cubi di gas all'anno dell'Azerbaijan. Per quanto riguarda invece l'impatto della situazione tra Ucraina e Russia, finora i flussi di gas sono rimasti costanti e sembra improbabile che la Russia possa mettere a rischio un interscambio con l'Europa di 160 miliardi di metri cubi di gas per un valore di 64 miliardi di euro l'anno. Tuttavia l'accordo trentennale tra Gazprom e la China National Petroleum Corporation mostra come la Russia stia cercando di diversificare la propria fornitura guardando verso la Cina, paese in crescita economica al contrario dell'Europa che è un cliente in stagnazione. Questa scelta però non penalizza l'Europa perché i giacimenti che la riforniscono si trovano in Siberia Occidentale mentre quelli che forniranno la Cina, in Siberia Orientale. Massimo Nicolazzi, CEO di Centrex Europe Energy & Gas, sostiene che ciò di cui avrebbe bisogno l'Europa è costruire una rete europea, quindi non solo aumentare la capacità di importazione e di rigassificazione ma anche migliorare le connessioni fra i paesi.



## 5.1. LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE

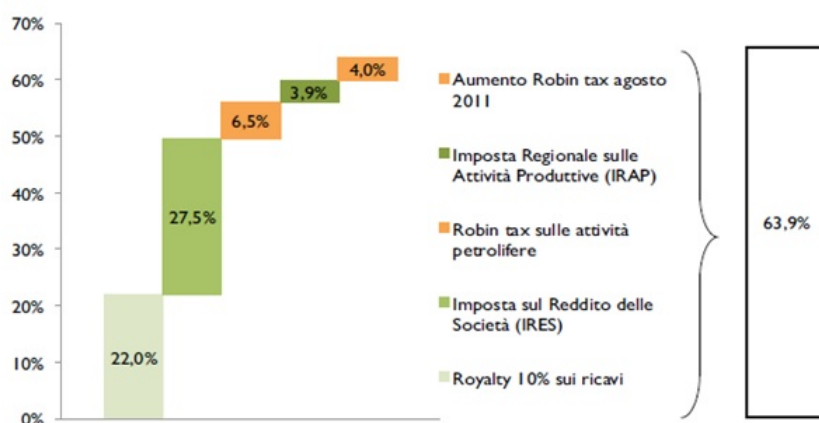


Figura 5.1: Divisione delle imposte sulla produzione di gas Fonte: Nomisma Energia

Confrontando l'Italia con Danimarca, Francia, Irlanda, Norvegia e Regno Unito, considerando che sono tra loro differenti per quanto riguarda strumenti di prelievo fiscale, livelli di produzione di idrocarburi e redditività degli investimenti, emerge che gli Stati con maggiore prelievo fiscale sono in genere quelli con più alta produzione. Le imprese ottengono comunque alta redditività, generano un flusso continuo di investimenti ed mantengono l'occupazione nel tempo. In Italia invece la produzione è ridotta, la redditività è contenuta con investimenti rallentati e la pressione fiscale resta relativamente elevata. La seguente tabella riporta in breve il confronto:

	Produzione	Redditività	Tassazione
Norvegia	Alta	Alta	78%
Regno Unito	Alta	Alta	Tra 68% e 82%
Irlanda	Bassa	Alta	Tra 25% e 45%
Francia	Bassa	Media	Tra 37% e 50%
Danimarca	Bassa	Bassa	Tra 64% e 77,5%
Italia	Bassa	Bassa	Tra 50% e 67,9%

Tabella 5.1: Confronto fra i diversi sistemi di tassazione

L'aumento della produzione nazionale potrebbe, infine, attivare numerosi investimenti che consentirebbero una crescita dell'industria italiana e un incremento occupazionale.

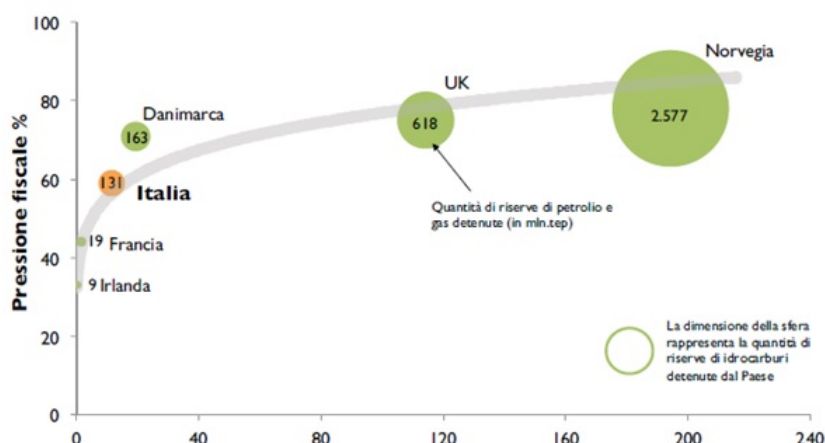


Figura 5.2: Produzione di gas e di petrolio in milioni di tep Fonte: Nomisma Energia

### 5.1.4 L'opinione degli operatori sul hub proposto nella SEN

La maggior parte degli operatori intervistati ha dichiarato di conoscere, anche se sommariamente, la Strategia Energetica Nazionale per quanto riguarda il proprio settore e di concordare con la stessa per la posizione geografica dell'Italia. Questa infatti si trova al centro del Mediterraneo, è la porta di confine tra l'Est Europa e l'Africa ed è già un punto di discreto transito. Infatti riceve grandi quantità di gas da diversi gasdotti che giungono in Italia da:

- *Tarvisio*: punto al confine con il gasdoto austriaco TAG che accoglie la quota maggiore proveniente dalla Russia;
- *Mazara del Vallo*: connesso con il sistema di gasdotti TTPC provenienti dalla Tunisia e Transmed dall'Algeria;
- *Passo Gries*: situato al confine con la Svizzera e connesso con i gasdotti internazionali Transgas e TENP, utilizzato per il gas proveniente dai Paesi Bassi, dalla Norvegia e da altre produzioni del Nord Europa;
- *Gela*: accoglie il gas proveniente dalla Libia attraverso il Green Stream;
- *Cavarzere*: riceve il gas dal Qatar.

Sul nostro territorio sono anche presenti terminali di rigassificazione che favoriscono lo sviluppo di questo modello ad hub.

Parte degli operatori ritiene interessante il modello e crede che renderebbe l'Italia più indipendente energeticamente e con un approvvigionamento più governabile. Tuttavia anche i dubbi sono molteplici e fondati. Innanzitutto serviranno ingenti investimenti in infrastrutture, terminali di approvvigionamento e in termini di raddoppio della capacità dei metanodotti nazionali, anche se il network di tubature in Italia è già molto sviluppato per il lavoro compiuto negli anni dalle principali aziende operanti nel settore. In secondo luogo occorre creare un vero e proprio mercato, nel quale l'Italia compra il gas dai produttori, lo importa tramite gasdotti e lo rivende ad altre nazioni importatrici; già altre nazioni europee come la Spagna stanno seguendo questa direzione, costruendo rigassificatori e facendo passare metanodotti strategici sul proprio territorio.

In aggiunta, uno dei problemi maggiormente sottolineati è l'opinione pubblica: secondo molti operatori il modello ad Hub è irrealizzabile a causa dei malcontenti popolari che si generano ogni qualvolta è necessario costruire un'infrastruttura. Le cause sarebbero da ricercare in una cattiva gestione della cosa pubblica e in una mancanza di fiducia verso questo tipo di strutture per via della disinformazione imperante. La popolazione infatti è preoccupata per il proprio ambiente e spesso la politica strumentalizza a proprio vantaggio queste preoccupazioni. Si può quindi desumere che i principali scogli, secondo le aziende operanti in questo contesto, sono di tipo socio-politico più che strutturale. Occorre quindi spiegare in maniera seria i benefici, sia in termini occupazionali che economici, ai territori interessati e controllare in seguito che le operazioni avvengano con trasparenza e nella legalità per restituire fiducia ai cittadini.

### **TAP: le polemiche**

Il Gasdotto Trans-Adriatico, conosciuto con l'acronimo TAP, conetterà Italia e Grecia attraverso l'Albania, consentendo l'afflusso di gas dal Caucaso, dal Mar Caspio (Azerbaijan) e dal Medio Oriente. Trasporterà circa 10 miliardi di metri cubi di gas all'anno e con l'aggiunta di una terza stazione di compressione sarà in grado di duplicare la quantità trasportata, arrivando quindi a 20 miliardi di metri cubi di gas. A settembre 2014 il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Gian Luca Galletti, ha firmato il decreto di compatibilità ambientale nonostante l'avversione del Salento, della Regione Puglia e del Ministero dei Beni Culturali. I sindaci della zona, sostenuti da comitati di ambientalisti e dai No Tap, ritengono che sia un'opera inutile, dannosa, che rovinerà l'ambiente, la pesca e il turismo. Tuttavia, secondo Tap, San Foca è l'alternativa migliore sotto il profilo tecnico, ambientale e paesaggistico. Infatti la tecnologia del microtunnel permetterà di ridurre al minimo le interferenze con la fascia litoranea. Nonostante le rassicurazioni, le polemiche non si placano, appoggiate anche da partiti politici.

Tutti infine concordano nel fatto che se questo modello venisse implementato, si creerebbero moltissime opportunità lavorative e di sviluppo per le imprese operanti in questo settore e alcune si stanno già muovendo in chiave strategica.

## **5.2 Il titolo V della costituzione italiana**

Il Titolo V è una parte della Costituzione Italiana in cui vengono disegnate le autonomie locali: comuni, province e regioni. L'attuale struttura deriva da una serie di riforme cominciate negli anni '70. Nel corso degli anni le regioni hanno ricevuto sempre più competenze e sempre maggiore autonomia. La riforma del 2001 ha portato, ad esempio, all'autonomia finanziaria e organizzativa. Inoltre si specificano quali sono le competenze esclusive dello Stato, permettendo così alle regioni di occuparsi di tutto ciò che non viene esplicitato. Durante gli anni tuttavia sono emersi diversi problemi: lasciando alle regioni tutte le materie la cui competenza non è esclusivamente statale si sono creati numerosi contenziosi tra regioni e Stato.

La parte del Titolo V che tratta la materia energetica è l'articolo 117 di cui riportiamo la parte di nostro interesse:

*“[...]Sono materie di legislazione concorrente quelle relative a: rapporti internazionali e con l'Unione europea delle Regioni; commercio con l'estero; tutela e sicurezza del lavoro; istruzione, salva l'autonomia delle istituzioni scolastiche e con esclusione della istruzione e della formazione professionale; professioni; ricerca scientifica e tecnologica e sostegno all'innovazione per i settori produttivi; tutela della salute; alimentazione; ordinamento sportivo; protezione civile; governo del territorio; porti e aeroporti civili; grandi reti di trasporto e di navigazione; ordinamento della comunicazione; produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia; previdenza complementare e integrativa; armonizzazione dei bilanci*

*pubblici e coordinamento della finanza pubblica e del sistema tributario; valorizzazione dei beni culturali e ambientali e promozione e organizzazione di attività culturali; casse di risparmio, casse rurali, aziende di credito a carattere regionale; enti di credito fondiario e agrario a carattere regionale. Nelle materie di legislazione concorrente spetta alle Regioni la potestà legislativa, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato. [...]"*

Essendo l'energia regolata sia dallo Stato che dalle regioni, non sono poche le imprese che stanno subendo notevoli ritardi, traducibili in perdite economiche, a causa dell'iter autorizzativo e burocratico. Queste infatti, prima di poter operare, devono presentare innanzitutto al Ministero dello Sviluppo Economico il proprio progetto e la maggior parte delle volte, essendo rispettate le norme sulla sicurezza e l'ambiente, ottengono l'approvazione. Tuttavia, successivamente devono avere i consensi della regione prima di poter iniziare con i lavori. Questa, in accordo con altri enti provinciali e ambientali, nella maggior parte dei casi, rifiuta di dare la propria approvazione. Secondo gli operatori ciò avviene per diversi motivi; in primo luogo la popolazione non vede i benefici che potrebbe trarre da questi progetti, anzi, è preoccupata per i danni ambientali che potrebbe subire il proprio territorio, anche se questi sono praticamente nulli. La zona inoltre, non riceve benefici economici in quanto le tasse pagate dalle imprese saranno versate direttamente nelle casse statali. Infine non è raro che il dibattito venga strumentalizzato a livello politico per ottenere maggiori consensi. Una parte degli operatori intervistati ha ribadito la necessità di una riforma che riporti sotto il potere statale la materia energetica mentre altri hanno proposto un maggiore coinvolgimento del territorio per poter rendersi disponibile ai progetti. Secondo alcuni infatti, se parte delle royalties pagate fossero versate direttamente al territorio interessato, questo sarebbe molto più propenso all'approvazione del progetto.

Il governo attuale vorrebbe modificare il Titolo V e restituire allo stato il potere di decidere in materia energetica, tuttavia la riforma deve ancora essere approvata. Le imprese, il cui business è legato all'esplorazione e all'estrazione, hanno dichiarato che la riforma è necessaria in quanto si eliminerebbero così i contenziosi tra Stato e regioni. Esse, infatti, dopo un lungo iter burocratico, non si vedrebbero più progetti bloccati per volere delle comunità locali anche se inizialmente approvati dal Ministero dello Sviluppo Economico evitando gravi perdite economiche.

Anche la Legge Bassanini del 1997, citata da un operatore durante la fase di raccolta delle informazioni, ridefinisce i rapporti e la distribuzione delle competenze fra lo Stato, le Regioni e il sistema delle autonomie locali e non fa che accentuare il problema rilevato nell'attuale Titolo V della Costituzione.

### **5.3 Decreto legislativo 625/1996**

Il decreto n.625 del 1996 è stato approvato il 25 novembre 1996 per recepire ed attuare la direttiva europea 94/22/CE, approvata dal Parlamento europeo e dalla Commissione, e relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi. Questo decreto, composto da diversi articoli, tratta in modo approfondito la materia ed in particolare ha introdotto modifiche alle procedure di conferimento dei soggetti, stabilito i criteri di selezione tra domande concorrenti, stabilito la durata dei permessi di ricerca,

stabilito le conseguenze in caso di inadempienza nell'attuazione dei programmi e come avvengono eventuali estensioni e sospensioni, stabilito il conferimento e l'esercizio delle concessioni di coltivazione e di stoccaggio, stabilito le condizioni ed i requisiti per l'esercizio dei titoli minerari. La novità principale di questo testo è la cessazione dei regimi di esclusiva, contenuta nel titolo II. Riportiamo in seguito la parte interessante per l'estrazione e la produzione di cui si parla nel Capo II - Cessazione dei regimi di esclusiva:

*"Articolo 23 - Cessazione dei regimi di esclusiva.*

1. *A decorrere dal 1° gennaio 1997 cessano i seguenti regimi di esclusiva previsti in favore dell'Ente nazionale idrocarburi S.p.A., di seguito denominato ENI, nelle zone delimitate nella tabella A ed annessa cartina allegate alla legge n. 136 del 1953:*
  - a ricerca e coltivazione di idrocarburi, di cui all'articolo 2, comma 1, numero 1, della legge n. 136 del 1953;*
  - b costruzione ed esercizio delle condotte per il trasporto degli idrocarburi minerali nazionali, di cui all'articolo 2, comma 1, numero 2, della legge n. 136 del 1953;*
  - c stoccaggio sotterraneo di gas naturale nei giacimenti di idrocarburi, di cui all'articolo 2 della legge 26 aprile 1974, n. 170.*
2. *Le autorizzazioni rilasciate fino alla data di entrata in vigore del presente decreto e il diritto alla prosecuzione delle attività di prospezione, ricerca, coltivazione e stoccaggio in corso al 31 dicembre 1996 restano validi fino al completamento dei relativi procedimenti di attribuzione dei titoli minerari di cui all'articolo 24.*

*Articolo 24 - Attribuzione di titoli minerari.*

1. *Nelle zone delimitate dalla tabella A ed annessa cartina allegate alla legge n. 136 del 1953, l'ENI ha diritto di ottenere dal Ministero l'attribuzione di permessi di ricerca, di concessioni di coltivazione e di stoccaggio a salvaguardia dei diritti maturati in regime di esclusiva, nei limiti e nel rispetto delle disposizioni di cui al presente Capo.*
2. *I titoli minerari sono attribuiti con decorrenza dal 1° gennaio 1997 all'ENI, che li esercita direttamente o a mezzo di società controllate o collegate.*
3. *I provvedimenti di attribuzione dei titoli minerari sono pubblicati nel BUIG e trasmessi alle Amministrazioni interessate.*

*Articolo 25 - Disciplina dei titoli minerari.*

1. *Ove non diversamente disciplinato dal presente decreto, per l'attribuzione dei titoli di cui all'articolo 24 si applicano le disposizioni di cui alle leggi minerarie vigenti.*
2. *Dopo l'attribuzione dei titoli minerari si applicano le disposizioni di cui alle leggi minerarie vigenti.*

*Articolo 26 - Dati a carattere regionale.*

1. *Entro un mese dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'ENI trasmette al Ministero l'elenco di tutti i dati geofisici e di perforazione acquisiti*

## 5. LA NORMATIVA NELL'UPSTREAM

---

*nelle zone delimitate dalla tabella A ed annessa cartina allegate alla legge n. 136 del 1953, corredato di idonea cartografia che ne indichi l'ubicazione, con l'indicazione delle date di acquisizione.*

2. *Entro due mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'ENI trasmette al Ministero una relazione generale dei risultati delle ricerche effettuate nelle zone di cui al comma 1, suddivisa per aree geologicamente omogenee, corredata di sezioni sismiche a scala regionale, nonché di profili di perforazioni, rappresentativi di ciascuna area.*
3. *La relazione ed i dati di cui al comma 2 sono messi a disposizione di tutti gli interessati secondo le modalità di consultazione stabilite dal Ministero, prescindendo dai termini di cui agli articoli 39 e 71 della legge n. 613 del 1967.*

### *Articolo 27 - Attribuzione di permessi di ricerca.*

1. *I permessi di ricerca sono attribuiti con provvedimento del Ministero su aree per le quali l'attività svolta o in corso e gli investimenti effettuati ne giustificano l'attribuzione.*
2. *Le domande di permesso, corredate della necessaria documentazione, sono presentate entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto; trascorso tale termine le domande sono dichiarate irricevibili.*
3. *I permessi sono attribuiti su aree per le quali risulti comprovato che l'attività di ricerca alla data di entrata in vigore del presente decreto è almeno in una delle seguenti fasi:*
  - a *perforazione per la quale è stata presentata istanza ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 18 aprile 1994, n. 526;*
  - b *perforazione autorizzata o in corso, o ultimata successivamente al 31 dicembre 1995;*
  - c *rilevamento sismico autorizzato, in corso o ultimato in data non anteriore al 1° gennaio 1994;*
  - d *rielaborazione sismica ultimata in data non anteriore al 1° gennaio 1994, comprovata da idonea documentazione.*
4. *L'entità dei rilevamenti sismici e delle rielaborazioni deve essere tale da giustificare l'estensione dell'area richiesta.*

### *Articolo 28 - Disciplina dei permessi di ricerca.*

1. *Il decreto di attribuzione approva il programma dei lavori da svolgere per la prosecuzione della ricerca e stabilisce ogni altro obbligo in conformità delle disposizioni di legge.*
2. *Il programma deve comprendere il completamento della eventuale perforazione in corso o l'esecuzione di una perforazione da iniziare entro 60 mesi dalla comunicazione del permesso.*
3. *Il decreto di attribuzione indica l'estensione del permesso, che non può comunque superare 750 chilometri quadrati.*
4. *La durata dei permessi è di 6 anni non prorogabili, salvo il disposto dell'articolo 6, comma 6, della legge n. 9 del 1991.*

5. *Al termine del terzo anno l'area è ridotta del 25*
6. *Se il programma di cui al comma 1 prevede opere o attività per le quali non è stata attivata la procedura di cui agli articoli 4 o 10 del decreto del Presidente della Repubblica del 18 aprile 1994, n.526, l'inizio dei lavori è subordinato alle procedure dell'articolo 2 del citato decreto presidenziale n.526 del 1994.*

*Articolo 29 - Attribuzione delle concessioni di coltivazione.*

1. *Le concessioni di coltivazione sono attribuite con decreto del Ministero sulle aree in cui lo sviluppo o la coltivazione dei giacimenti sono in corso alla data di entrata in vigore del presente decreto o qualora ricorrano le condizioni di cui all'articolo 9 della legge n. 9 del 1991, come modificato dal presente decreto.*
2. *Le domande di concessione sono presentate entro due mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto; trascorso tale termine le domande sono dichiarate irricevibili.*

*Articolo 30 - Disciplina delle concessioni di coltivazione.*

1. *Il provvedimento di attribuzione approva il programma dei lavori da svolgere e stabilisce ogni altro obbligo in conformità delle disposizioni di legge.*
2. *Il provvedimento indica l'estensione della concessione, che non può superare 150 chilometri quadrati, e la sua durata, che non può superare 20 anni, prorogabili secondo le norme vigenti.*
3. *Si applicano, in quanto compatibili, le disposizioni di cui agli articoli 9 e 10 della legge n. 9 del 1991.*
4. *L'obbligo di corrispondere le aliquote di prodotto della coltivazione di cui al capo IV del titolo I del presente decreto decorre dal 1° gennaio 1997.*
5. *Se il programma di cui al comma 1 prevede opere o attività per le quali non è stata attivata la procedura di cui agli articoli 4 o 10 del decreto del Presidente della Repubblica 18 aprile 1994, n. 526, l'inizio dei lavori è subordinato alle procedure di cui agli articoli 3 o 4, comma 2, del citato decreto presidenziale n. 526 del 1994, ove ricorrano le condizioni ivi stabilite."*

È interessante conoscere quali fossero i territori in cui la ricerca e la coltivazione di idrocarburi era attribuita a Eni.

1. *"Linea continua corrente nel mare Adriatico parallelamente alla costa, alla distanza di chilometri 15 dalla terraferma e dalle isole lagunari, partente dal punto terminale della linea definita al n. 23 fino a 15 chilometri al largo del confine orientale della Repubblica.*
2. *Linea del confine orientale della Repubblica fino a Gorizia.*
3. *Da Gorizia ad Udine e Gemona lungo le strade statali nn. 56 e 13.*
4. *Da Gemona lungo le strade secondarie passanti per San Daniele del Friuli, Pinzano al Tagliamento, Sequals, Maniago, Montereale Cellina, Aviano fino a Sacile.*
5. *Da Sacile al ponte sul Piave della strada statale n. 13.*

## 5. LA NORMATIVA NELL'UPSTREAM

---

6. *Dal ponte sul Piave predetto a Nervesa, Montebelluna, Asolo San Zenone, Bassano del Grappa, lungo la strada congiungente.*
7. *Da Bassano del Grappa a Cittadella, Vicenza, Verona, Brescia, lungo le strade statali un. 47 - 53 ed 11.*
8. *Da Brescia a Bergamo lungo l'autostrada.*
9. *Da Bergamo a Como lungo la strada che passa per Ponte San Pietro, Brivio, Olgiate Calco, Inverigo.*
10. *Da Como a Gallarate secondo la retta congiungente le due localita'.*
11. *Da Gallarate lungo la strada statale n. 33 fino all'incrocio con la n. 32, indi per strade secondarie a Borgomanero, Romagnano, Gattinara, Casato, Biella Mongrande, Bellengo, Ivrea.*
12. *Da Ivrea a Castellamonte seguendo la strada secondaria.*
13. *Linea spezzata congiungente Castellamonte-Cirie-Rivoli.*
14. *Da Rivoli lungo la strada nazionale n. 25 fino ad Avigliana.*
15. *Da Avigliana a Cuneo lungo le strade secondarie passanti per Bruino, Piosasco, Pinerolo, Cavour, Saluzzo, Castigliole Busca.*
16. *Da Cuneo e Ceva per le strade nazionali nn. 22 e 28.*
17. *Da Ceva a Cascare per la nazionale n. 28-bis.*
18. *Da Cascare ad Acqui lungo la strada nazionale n. 30.*
19. *Da Acqui a Serravalle Scrivia lungo la strada passante per Ovada e Gavi.*
20. *Da Serravalle a Voghera lungo le strade nazionali numeri 35 e 10.*
21. *Linea spezzata congiungente Voghera-Rocca de Giorgio Pianello-Rivergaro.*
22. *Linea continua corrente a 15 chilometri a sud del tratto della via Emilia da Piacenza a Sant'Arcangelo di Romagna fino all'incontro della strada Rimini-Corpolo Verrucchio-Doccia.*
23. *Linea della ferrovia Doccia-Rimini, prolungata idealmente nel mare in senso normale alla costa per chilometri 15."*

Questi territori erano stati attribuiti in via esclusiva ad Eni con la legge 136 del 1953, su precisa richiesta di Enrico Mattei. L'area totale copre 55.000km<sup>2</sup> e la motivazione pubblicamente adottata per spiegare questo regime di monopolio fu l'esigenza di conservare le risorse nazionali in mano italiane.

### 5.4 Direttiva 98/30/CE

La direttiva è stata proposta dalla Commissione Europea nel febbraio 1992, approvata nel Giugno 1998 ed è stata recepita ed implementata da tutti gli stati membri con apposite leggi nazionali in quanto imponeva di ridisegnare gli assetti delle proprie industrie del gas entro l'agosto 2000. La direttiva analizza: l'eliminazione di ogni monopolio nei campi di produzione, negli interscambi commerciali, nel trasporto e nella distribuzione; il diritto di accesso alle infrastrutture a rete ed ai servizi accessori; l'apertura omogenea e crescente dei mercati nazionali; la



trasparenza delle imprese mediante la separazione contabile delle loro attività sia interne alla filiera gas che esterne; la gradualità nel processo di apertura del mercato. Ogni Stato è tenuto a rispettare questi principi con il modello organizzativo più funzionale.

## 5.5 Decreto legislativo 164/2000

Il decreto legislativo 164/2000, denominato “Decreto Letta” è stato approvato nel maggio del 2000 dal Consiglio dei Ministri per recepire e attuare in Italia la Direttiva 98/30/CE. Il decreto ha riordinato tutto il settore gas naturale e ha dato le linee guida rilevanti per la concorrenza, la separazione delle attività, la definizione dei clienti idonei e le condizioni di reciprocità. Il particolare gli articoli 4, 5, 6, e 7 trattano della prospezione, della ricerca e della coltivazione dei giacimenti.

*“Articolo 4: Disposizioni per l’incremento delle riserve nazionali di gas:*

- 1. L’attività di prospezione geofisica condotta da parte dei titolari di permessi di ricerca o di concessioni di coltivazione per idrocarburi, sia ai fini della ricerca tecnologica applicata che ai fini della ricerca e della coltivazione di riserve di idrocarburi, è libera.*
- 2. L’esecuzione dei rilievi geofisici per l’attività di cui al comma 1 è soggetta ad autorizzazione da parte del Ministero dell’industria, del commercio e dell’artigianato, ai sensi del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624, e delle autorità competenti alla tutela e salvaguardia del territorio e dell’ambiente.*
- 3. L’attività di prospezione di cui al comma 1 può interessare anche aree coperte da titoli minerari di ricerca e coltivazione di idrocarburi, previo assenso dei relativi titolari.*
- 4. I risultati dell’attività di prospezione sono messi a disposizione della regione interessata e del Servizio geologico nazionale entro un anno dalla loro esecuzione, per la loro consultazione da parte degli interessati, ai soli costi del servizio.*
- 5. A decorrere dal 1° gennaio 2000 il 5% delle entrate derivanti allo Stato dal versamento delle aliquote di prodotto della coltivazione da parte dei titolari di concessione di coltivazione è destinato ad un contributo, in misura non superiore al 40%, relativamente al costo per rilievi geofisici di cui al presente articolo condotti dai titolari di permessi di ricerca e concessioni di coltivazione. Sono esclusi dal contributo i rilievi geologici e il riprocessamento di dati geofisici.*
- 6. Alla copertura dell’onere di cui al comma 5, valutato in lire annue 7 miliardi a decorrere dall’anno 2000, si provvede a carico del Fondo di rotazione di cui agli articoli 5 e 21 della legge 16 aprile 1987, n. 183, ai sensi dell’articolo 2, comma 1, lettera d), della legge 21 dicembre 1999, n. 526.*
- 7. Il decreto di cui all’articolo 13, comma 5, da adottare sentita la Conferenza unificata, stabilisce criteri e modalità per la concessione, ad opera della regione interessata, del contributo di cui al comma 5.*

*Articolo 5: Incentivazione alla coltivazione dei giacimenti marginali:*

1. *Ai fini del presente decreto sono definiti a marginalità economica i giacimenti per i quali, sulla base delle tecnologie disponibili e con riferimento al contesto economico, lo sviluppo per la messa in produzione, ovvero la coltivazione delle code di produzione risultino di economicità critica e fortemente dipendente dalle variabili tecnico-economiche e dal rischio minerario.*
2. *I titolari di concessioni di coltivazione di idrocarburi nelle quali sono presenti giacimenti marginali per i quali lo sviluppo, come previsto all'atto del conferimento della concessione, non risulta possibile per la loro intervenuta marginalità economica, o per i quali è possibile, con l'effettuazione di investimenti addizionali, ottenere un aumento delle riserve producibili, possono presentare al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato un'istanza tendente ad ottenere per detti giacimenti il riconoscimento di marginalità. L'istanza è corredata da una dettagliata relazione tecnico-economica contenente i seguenti elementi:*
  - a *programma delle opere necessarie a rendere economicamente attuabile lo sviluppo o l'incremento della produzione, corredato dei relativi investimenti;*
  - b *piano economico e finanziario degli investimenti, corredato dall'analisi della redditività della coltivazione e dall'indicazione delle aliquote di prodotto;*
  - c *ulteriore quota percentuale degli investimenti deducibile ai fini fiscali, oltre a quella del loro ammortamento, che rende economico il progetto;*
  - d *termine possibile per l'inizio dei lavori relativi.*
3. *Il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita la Commissione di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, e sentita la regione interessata, riconosce con atto motivato la qualifica di marginalità economica del giacimento, approva la ulteriore quota percentuale di cui al comma 2 in funzione del prezzo di vendita degli idrocarburi prodotti e stabilisce il termine per l'inizio dei lavori, il cui mancato rispetto fa decadere dal diritto ad applicare l'incremento degli ammortamenti.*
4. *Gli utili di esercizio, le riserve e gli altri fondi formati con gli utili corrispondenti all'ulteriore importo deducibile al sensi del comma 2 rilevano agli effetti della determinazione dell'ammontare delle imposte di cui al comma 4 dell'articolo 105 del testo unico delle imposte sui redditi, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917, secondo i criteri previsti per i proventi di cui al numero 1) dello stesso comma.*
5. *I concessionari, a seguito del riconoscimento di cui al comma 3, applicano direttamente l'agevolazione di cui al presente articolo ai propri bilanci, secondo il piano approvato, ad eccezione degli anni nei quali il prezzo medio di vendita realizzato risulti superiore del 20% a quello posto a base del calcolo approvato.*
6. *Il Ministero delle finanze vigila sulla corretta applicazione dell'agevolazione da parte dei concessionari.*

*Articolo 6: Criteri e disciplina dell'accesso alle infrastrutture minerarie per la coltivazione:*

1. *I titolari di concessione di coltivazione di idrocarburi danno accesso ai loro gasdotti di coltivazione, nonché alle relative infrastrutture minerarie e ai servizi connessi, sia in terraferma che nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana, ad altri titolari di concessione di coltivazione di idrocarburi, o a imprese del gas naturale che ne facciano richiesta ai fini dell'importazione, esportazione o trasporto del gas naturale. L'accesso è dovuto ove risultino verificate le seguenti condizioni:*
  - a *disponibilità della relativa capacità di trasporto, gestione, o trattamento, tenuto conto anche dei programmi di sviluppo futuro dei giacimenti connessi ai gasdotti di coltivazione, compresi quelli con redditività economica marginale;*
  - b *rispetto delle norme tecniche e minerarie vigenti in Italia;*
  - c *compatibilità della composizione chimica del gas naturale e dei composti associati, e delle caratteristiche fisico-chimiche;*
  - d *compatibilità con le norme di sicurezza mineraria;*
  - e *rispetto delle norme in materia fiscale e di aliquote di prodotto della coltivazione dovute allo Stato.*
2. *Con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, da emanare entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono stabiliti i limiti e le norme tecniche per disciplinare l'accesso alle infrastrutture minerarie di cui al comma 1.*
3. *Ai fini della tutela del giacimento e della sicurezza delle lavorazioni, l'accesso alle infrastrutture minerarie di cui al comma 1 è sottoposto ad autorizzazione rilasciata dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.*
4. *L'Autorità per l'energia elettrica e il gas è competente per risolvere in sede amministrativa le controversie, anche transfrontaliere, relative all'accesso alle infrastrutture minerarie del gas naturale.*
5. *Nel caso di contitolarità della concessione, tutti gli effetti derivanti dall'accesso di cui al comma 1 si verificano direttamente in capo ai singoli contitolari in ragione delle diverse quote detenute, non realizzandosi nella specie, anche ai fini fiscali, un autonomo centro di imputazione di rapporti giuridici.*

*Articolo 7: Razionalizzazione dell'uso delle infrastrutture minerarie per la coltivazione:*

1. *I titolari di concessioni di coltivazione di idrocarburi, al fine di razionalizzare ed ottimizzare lo sviluppo e la coltivazione dei rispettivi giacimenti, possono essere autorizzati a realizzare e gestire in comune tutte o parte delle infrastrutture necessarie allo svolgimento delle attività di coltivazione. A tal fine i titolari delle diverse concessioni nominano un rappresentante unico, scelto tra i rappresentanti unici delle diverse concessioni, responsabile per tutti i rapporti con l'Amministrazione ed i terzi attinenti la realizzazione e la gestione delle opere comuni, che richiede l'autorizzazione al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, specificando tipologia delle opere da realizzare o gestire in comune; l'autorizzazione si intende concessa nel caso in cui, entro sessanta giorni dalla ricezione, non sia stato comunicato il diniego.*

2. *Ciascuno dei titolari delle diverse concessioni ha diritto ad acquisire direttamente la titolarità di una quota delle opere realizzate in comune secondo proporzioni determinate d'accordo tra i diversi titolari e con le modalità tra essi concordate e comunicate al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato. I costi, le spese e gli altri oneri relativi alla realizzazione delle opere comuni gravano direttamente, in ragione delle rispettive quote, sui partecipanti alla realizzazione stessa.*
3. *Il rappresentante unico di cui al comma 1 assume le funzioni di titolare ai sensi del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624.*
4. *Fatto salvo quanto stabilito all'articolo 6, le opere realizzate in comune possono essere utilizzate esclusivamente dai titolari delle diverse concessioni che hanno concorso a realizzarle e dai loro eventuali successori nella titolarità delle concessioni stesse. Le variazioni delle quote di titolarità delle opere sono comunicate al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.*
5. *Gli effetti derivanti dalla realizzazione e dall'utilizzo delle opere comuni si verificano direttamente in capo ai singoli titolari delle concessioni in ragione delle quote delle opere stesse, non realizzandosi nella specie, anche ai fini fiscali, un autonomo centro di imputazione di rapporti giuridici.*
6. *Le opere realizzate in conformità al presente articolo sono considerate pertinenze minerarie delle diverse concessioni per le quali sono realizzate o gestite. Il vincolo pertinenziale cessa con la cessazione dell'ultima concessione a cui le opere stesse sono destinate.”*

Con il “decreto Letta” quindi viene distinta l'attività di coltivazione e quella di stoccaggio mentre nella precedente normativa era previsto uno stretto legame tra le due attività.

### **5.6 Direttiva 2003/55/CE**

Questa direttiva completa e definisce in modo più preciso la riforma in atto favorendo un processo di liberalizzazione più rapido e sicuro in tutti gli Stati membri. È entrata in vigore nel 2003 e ha abrogato la precedente direttiva 98/30/CE, tuttavia seguendo le stesse linee guida, ha solo modificato alcuni punti.

Di nostro interesse è l'articolo 5 che prevede che l'attività di produzione nazionale rientri all'interno dell'attività di controllo degli approvvigionamenti.

### **5.7 Decreto legislativo 239/2004**

Il decreto legislativo 239/2004, chiamato anche “Legge Marzano”, è finalizzato al riordino del settore energetico, seguendo quindi la direttiva 2003/55/CE dell'Unione Europea. Il decreto è composto da un solo articolo e 121 commi. Riportiamo di seguito il comma 2:

*“Le attività del settore energetico sono così disciplinate:*

- a le attività di produzione, importazione, esportazione, stoccaggio non in sotterraneo anche di oli minerali, acquisto e vendita di energia ai clienti idonei,*

*nonché di trasformazione delle materie fonti di energia, sono libere su tutto il territorio nazionale, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria e dalla legislazione vigente;*

*b le attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale a rete, nonché la gestione di infrastrutture di approvvigionamento di energia connesse alle attività di trasporto e dispacciamento di energia a rete, sono di interesse pubblico e sono sottoposte agli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria, dalla legislazione vigente e da apposite convenzioni con le autorità competenti;*

*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.”*

## 5.8 Legge 99/2009

La Legge 99 del 23 luglio 2009 tratta “Disposizioni per lo sviluppo e l’internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia energetica”. La legge è composta da 64 Articoli riferiti a diversi settori. L’articolo 27 tratta “Misure per la sicurezza e il potenziamento del settore energetico” e il comma 34 interessa il settore estrattivo e produttivo degli idrocarburi:

34. *“I commi da 77 a 82 dell’articolo 1 della legge 23 agosto 2004, n. 239, sono sostituiti dai seguenti:*

*77 Il permesso di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, di cui all’articolo 6 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e successive modificazioni, è rilasciato a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni statali e regionali interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241. Esso consente lo svolgimento di attività di prospezione consistente in rilievi geologici, geofisici e geochimici, eseguiti con qualunque metodo o mezzo, e ogni altra operazione volta al rinvenimento di giacimenti, escluse le perforazioni dei pozzi esplorativi. Del rilascio del permesso di ricerca è data comunicazione ai comuni interessati.*

*78 L’autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo, alla costruzione degli impianti e delle opere necessari, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all’attività di perforazione, che sono dichiarati di pubblica utilità, è concessa, previa valutazione di impatto ambientale, su istanza del titolare del permesso di ricerca, da parte dell’ufficio territoriale minerario per gli idrocarburi e la geotermia competente, a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano la regione e gli enti locali interessati, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241.*

*79 Il permesso di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui all’articolo 6 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e successive modificazioni, è rilasciato a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni statali interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241. Esso consente lo svolgimento di attività di prospezione*

*consistente in rilievi geologici, geofisici e geochimici, eseguiti con qualunque metodo o mezzo, e ogni altra operazione volta al rinvenimento di giacimenti, escluse le perforazioni dei pozzi esplorativi.*

- 80 *L'autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo, alla costruzione degli impianti e delle opere necessari, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'attività di perforazione è concessa, previa valutazione di impatto ambientale, su istanza del titolare del permesso di ricerca di cui al comma 79, da parte dell'ufficio territoriale minerario per gli idrocarburi e la geotermia competente.*
- 81 *Nel caso in cui l'attività di prospezione di cui al comma 79 non debba essere effettuata all'interno di aree marine a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, di ripopolamento, di tutela biologica o di tutela archeologica, in virtù di leggi nazionali o in attuazione di atti e convenzioni internazionali, essa è sottoposta a verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale, di cui all'articolo 20 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni.*
- 82 *Alle autorizzazioni di cui al comma 78 si applicano le disposizioni dell'articolo 8, comma 1, del decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito, con modificazioni, dalla legge 6 agosto 2008, n. 133.*

*82-bis. Qualora le opere di cui al comma 78 comportino variazione degli strumenti urbanistici, il rilascio dell'autorizzazione di cui al medesimo comma 78 ha effetto di variante urbanistica.*

*82-ter. La concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, di cui all'articolo 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e successive modificazioni, è rilasciata a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni competenti ai sensi del comma 7, lettera n), del presente articolo, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241. Con decreto dei Ministri dello sviluppo economico, delle infrastrutture e dei trasporti e dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sono individuate le attività preliminari che non comportano effetti significativi e permanenti sull'ambiente che, in attesa della determinazione conclusiva della conferenza di servizi, l'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia è competente ad autorizzare.*

*82-quater. La concessione di coltivazione di idrocarburi in terraferma costituisce 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 considerati di pubblica utilità ai sensi della legislazione vigente.*

*82-quinquies. Qualora le opere di cui al comma 82-quater comportino variazioni degli strumenti urbanistici, il rilascio della concessione di cui al medesimo comma 82-quater ha effetto di variante urbanistica. Nel procedimento unico di cui ai commi da 77 a 82-ter, è indetta la conferenza di servizi ai sensi della legge 7 agosto 1990, n. 241, nell'ambito della quale si considera acquisito l'assenso dell'amministrazione convocata se questa non partecipa o se il suo rappresentante non ne esprime in*

*tale sede definitivamente la volontà.*

*82-sexies. Le attività finalizzate a migliorare le prestazioni degli impianti di coltivazione di idrocarburi, compresa la perforazione, se effettuate a partire da opere esistenti e nell'ambito dei limiti di produzione ed emissione dei programmi di lavoro già approvati, sono soggette ad autorizzazione rilasciata dall'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia.[...]"*

## 5.9 Direttiva 73/2009/CE

La direttiva introdotta dalla Comunità europea è relativa alle norme comuni per il mercato interno del gas naturale e abroga la direttiva 2003/55/CE. Gli articoli fanno riferimento all'attività di controllo degli approvvigionamenti e al garantimento della loro sicurezza. In particolare citiamo alcune parti di diversi articoli:

- *Articolo 3: Obblighi relativi al servizio pubblico e tutela dei consumatori:*

*"[...] Gli Stati membri adottano misure appropriate per tutelare i clienti finali ed assicurano in particolare ai clienti vulnerabili un'adeguata protezione. [...] [...]Gli stati membri provvedono affinché tutti i clienti allacciati alla rete del gas abbiano il diritto di essere riforniti di gas naturale da un fornitore, ove questi lo accetti, a prescindere dallo Stato membro in cui il fornitore è registrato, a condizione che il fornitore rispetti le norme applicabili in materia di scambi e bilanciamento e fatti salvi i requisiti in materia di sicurezza degli approvvigionamenti.[...]"*

- *Articolo 5: Controllo della sicurezza degli approvvigionamenti:*

*"Gli Stati membri garantiscono il controllo della sicurezza degli approvvigionamenti. [...] Il controllo riguarda, in particolare, l'equilibrio tra domanda e offerta sul mercato nazionale, il livello della domanda attesa in futuro e delle scorte disponibili, la prevista capacità addizionale in corso di programmazione o costruzione, nonché la qualità e il livello di manutenzione delle reti, come pure le misure per far fronte ai picchi della domanda e alle carenze di uno o più fornitori.[...]"*

- *Articolo 6: Solidarietà regionale:*

*"Per proteggere la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale del mercato interno, gli Stati membri collaborano alla promozione della solidarietà regionale e bilaterale. Tale cooperazione riguarda situazioni che comportano o che possono comportare, nel breve termine, una grave perturbazione dell'approvvigionamento che colpisce uno Stato membro. [...]"*

Questa direttiva è stata percepita in Italia con il decreto legislativo 93/2011 e le considerazioni per la produzione nazionale si caratterizzano per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti.

## 5.10 Decreti legislativi 128/2010 e 83/2012

Il decreto legislativo 128 del 29 giugno 2010, denominato “Decreto Prestigiacomo” dal nome dell’allora Ministro dell’Ambiente, così sancisce:

“Articolo 2 [...]

16. *L'autorità competente, nel determinare le condizioni per l'autorizzazione integrata ambientale, fermo restando il rispetto delle norme di qualità ambientale, tiene conto dei seguenti principi generali:*
  - (a) *devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;*
  - (b) *non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;*
  - (c) *deve essere evitata la produzione di rifiuti, a norma della quarta parte del presente decreto; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitando e riducendone l'impatto sull'ambiente, secondo le disposizioni della medesima quarta parte del presente decreto;*
  - (d) *l'energia deve essere utilizzata in modo efficace ed efficiente;*
  - (e) *devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;*
  - (f) *deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.*
17. *Ai fini di tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni internazionali sono vietate le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia marine dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette, oltre che per i soli idrocarburi liquidi nella fascia marina compresa entro cinque miglia dalle linee di base delle acque territoriali lungo l'intero perimetro costiero nazionale. Al di fuori delle medesime aree, le predette attività sono autorizzate previa sottoposizione alla procedura di valutazione di impatto ambientale di cui agli articoli 21 e seguenti del presente decreto, sentito il parere degli enti locali posti in un raggio di dodici miglia dalle aree marine e costiere interessate dalle attività di cui al primo periodo. Le disposizioni di cui al presente comma si applicano ai procedimenti autorizzatori in corso alla data di entrata in vigore del presente comma. Resta ferma l'efficacia dei titoli abilitativi già rilasciati alla stessa data. Dall'entrata in vigore delle disposizioni di cui al presente comma è abrogato il comma 81 dell'articolo 1 della legge 23 agosto 2004, n. 239”*

Nell’aprile del 2010 in Messico a seguito di un incidente ad un pozzo della piattaforma petrolifera Deepwater Horizon si è verificato un sversamento massiccio di petrolio nelle acque del



Golfo. Il Ministro dell' Ambiente Stefania Prestigiacomo con questo decreto legislativo, elevò da 5 a 12 miglia marine dalla costa il limite entro il quale autorizzare proiezioni e ricerca di idrocarburi. In tal modo vennero bloccati anche i progetti delle compagnie petrolifere che avevano già ricevuto il permesso per esplorazioni e coltivazioni.

Il ministro Corrado Passera, nel giugno 2012, con il Decreto n.83, denominato “Cresci Italia”, convertito nella Legge 134/2012, confermò il limite delle 12 miglia ma condonò le richieste alle imprese che avevano già ricevuto delle autorizzazioni.

*”[...] Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette, fatti salvi i procedimenti concessori di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge n. 9 del 1991 in corso alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 29 giugno 2010 n. 128 ed i procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi, nonché l'efficacia dei titoli abilitativi già rilasciati alla medesima data, anche ai fini della esecuzione delle attività di ricerca, sviluppo e coltivazione da autorizzare nell'ambito dei titoli stessi, delle eventuali relative proroghe e dei procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi. Le predette attività sono autorizzate previa sottoposizione alla procedura di valutazione di impatto ambientale [...]”*

Gli operatori del settore giudicano il nuovo limite troppo elevato e le preoccupazioni infondate dal momento che le tecnologie sono ormai affermate e sono state bloccate anche le estrazioni di gas. Queste ultime invece non causerebbero danni ambientali ingenti come quelli causati dal petrolio nel Golfo del Messico.

Queste limitazioni e queste preoccupazioni per i danni ambientali avrebbero senso se fossero condivise da tutti i Paesi affacciati sull'Adriatico. Infatti la Croazia e la Grecia stanno portando avanti progetti di prospezione e di estrazione, privandoci così di risorse che potrebbero invece giovare alla nostra economia.

## 5.11 Decreto legislativo 133/2014

Il 29 agosto 2014 il Consiglio dei Ministri ha approvato il decreto cosiddetto “Sblocca Italia” e il 12 settembre 2014 il Presidente della Repubblica Giorgio Napolitano lo ha firmato, facendolo così diventare legge. Sono state introdotte diverse misure in ambito energetico che potrebbero modificare l'assetto economico del nostro paese:

*Articolo 36: Misure a favore degli interventi di sviluppo delle regioni per la ricerca di idrocarburi:*

1. *“All'articolo 32, comma 4, della legge 12 novembre 2011, n. 183, dopo la lettera n-sexies) è aggiunta la seguente: n-septies) per gli anni 2015, 2016, 2017 e 2018, delle spese sostenute dalle regioni per la realizzazione degli interventi di sviluppo dell'occupazione e delle attività economiche, di sviluppo industriale e di miglioramento ambientale nonché per il finanziamento di strumenti della programmazione negoziata nelle aree in cui si svolgono le ricerche e le coltivazioni di idrocarburi, per gli importi stabiliti con decreto del*

*Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze da emanare entro il 31 luglio di ciascuno anno, sulla base dell'ammontare delle maggiori entrate riscosse dalla Regione, rivenienti dalla quota spettante alle stesse Regioni dall'applicazione dell'articolo 20, commi 1 e 1-bis del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, per gli anni 2015, 2016, 2017 e 2018 nel limite delle aliquote di prodotto relative alle produzioni incrementalmente realizzate negli anni 2014, 2015, 2016 e 2017 rispetto all'anno 2013..*

2. *Con la legge di stabilità per il 2015 è definito per le Regioni, compatibilmente con gli obiettivi di finanza pubblica, il limite della esclusione dal patto di stabilità interno delle spese in conto capitale finanziate con le entrate delle aliquote di prodotto di cui all'articolo 20, commi 1 e 1-bis, del decreto legislativo 25 novembre 1996, n.625."*

*Articolo 37: Misure urgenti per l'approvvigionamento e il trasporto del gas naturale:*

1. *"Al fine di aumentare la sicurezza delle forniture di gas al sistema italiano ed europeo del gas naturale, anche in considerazione delle situazioni di crisi internazionali esistenti, i gasdotti di importazione di gas dall'estero, i terminali di rigassificazione di GNL, gli stoccaggi di gas naturale e le infrastrutture della rete nazionale di trasporto del gas naturale, incluse le operazioni preparatorie necessarie alla redazione dei progetti e le relative opere connesse rivestono carattere di interesse strategico e costituiscono una priorità a carattere nazionale e sono di pubblica utilità, nonché indifferibili e urgenti ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n.327.*
2. *Per i fini di cui al comma 1, sono apportate le seguenti modificazioni alle normative vigenti:*
  - (a) *all'articolo 52-quinquies, comma 2, primo periodo, del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n.327, dopo le parole appartenenti alla rete nazionale dei gasdotti di cui all'articolo 9 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164, sono inserite le parole: per i gasdotti di approvvigionamento di gas dall'estero e le opere accessorie, e in fine allo stesso primo periodo sono aggiunte le parole: e dei piani di gestione e tutela del territorio comunque denominati;*
  - (b) *all'articolo 52 quinquies, comma 2, secondo periodo, del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n.327, dopo le parole urbanistici ed edilizi sono inserite le seguenti: nonché paesaggistici;*
  - (c) *all'articolo 52-quinquies, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n.327, il quinto periodo è sostituito dal seguente: I soggetti titolari o gestori di beni demaniali, di aree demaniali marittime e lacuali, fiumi, torrenti, canali, miniere e foreste demaniali, strade pubbliche, aeroporti, ferrovie, funicolari, teleferiche, e impianti similari, linee di telecomunicazione di pubblico servizio, linee elettriche, che siano interessati dal passaggio di gasdotti della rete nazionale di trasporto o da gasdotti di importazione di gas dall'estero, partecipano al procedimento di autorizzazione alla costruzione e in tale ambito sono te-*

*nuti ad indicare le modalità di attraversamento degli impianti ed aree interferenti. Qualora tali modalità non siano indicate entro i termini di conclusione del procedimento, il soggetto richiedente l'autorizzazione alla costruzione dei gasdotti entro i successivi trenta giorni propone direttamente ai soggetti sopra indicati le modalità di attraversamento, che, trascorsi ulteriori trenta giorni senza osservazioni, si intendono comunque assentite definitivamente e approvate con il decreto di autorizzazione alla costruzione.;*

*(d) all'Allegato XII, punto 2), Parte II, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152, sono aggiunte in fine le parole nonché quelli facenti parte della rete nazionale dei gasdotti con potenza termica di almeno 50 MW.*

3. *Ai fini di cui al comma 1 e, in particolare, per accrescere la risposta del sistema nazionale degli stoccaggi in termini di punta di erogazione, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il servizio idrico, a decorrere dal periodo di regolazione che inizia dal 2015, in accordo alle previsioni, anche quantitative, contenute nelle disposizioni emanate in applicazione dell'articolo 3 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n.93, stabilisce meccanismi tariffari incentivanti gli investimenti per lo sviluppo di ulteriori prestazioni di punta effettuati a decorrere dal 2015, privilegiando gli sviluppi contraddistinti da un alto rapporto tra prestazioni di punta e volume di stoccaggio e minimizzando i costi ricadenti sul sistema nazionale del gas”*

*Articolo 38: Misure per la valorizzazione delle risorse energetiche nazionali:*

1. *“Al fine di valorizzare le risorse energetiche nazionali e garantire la sicurezza degli approvvigionamenti del Paese, le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e quelle di stoccaggio sotterraneo di gas naturale rivestono carattere di interesse strategico e sono di pubblica utilità, urgenti e indifferibili. I relativi decreti autorizzativi comprendono pertanto la dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza dell'opera e l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio dei beni in essa compresi, conformemente al decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327, recante il testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità.*
2. *Qualora le opere di cui al comma 1 comportino variazione degli strumenti urbanistici, il rilascio dell'autorizzazione ha effetto di variante urbanistica.*
3. *Al punto 7) dell'Allegato II alla Parte II del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, dopo le parole coltivazione di idrocarburi sono inserite le seguenti: sulla terraferma e.*
4. *Per i procedimenti di valutazione di impatto ambientale in corso presso le Regioni alla data di entrata in vigore del presente decreto, relativi alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, la Regione presso la quale è stato avviato il procedimento, conclude lo stesso entro il 31 dicembre 2014. Decorso inutilmente tale termine la Regione trasmette la relativa documentazione al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare per i seguiti istruttori di competenza, dandone notizia al Ministero dello sviluppo economico.*

5. *Le attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 9, sono svolte a seguito del rilascio di un titolo concessorio unico, sulla base di un programma generale di lavori articolato in una prima fase di ricerca, per la durata di sei anni, prorogabile due volte per un periodo di tre anni nel caso sia necessario completare le opere di ricerca, a seguito della quale, in caso di rinvenimento di un giacimento riconosciuto tecnicamente ed economicamente coltivabile da parte del Ministero dello sviluppo economico, seguono la fase di coltivazione, per la durata di trenta anni, da prorogare per una o più volte per un periodo di dieci anni ove siano stati adempiuti gli obblighi derivanti dal decreto di concessione e il giacimento risulti ancora coltivabile, e quella di ripristino finale.*
6. *Il titolo concessorio unico di cui al comma 5 è accordato:*
  - (a) *con decreto del Ministero dello sviluppo economico, sentite la Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie e le Sezioni territoriali dell'Ufficio nazionale minerario idrocarburi e georisorse d'intesa, per le attività da svolgere in terraferma, con la regione o la provincia autonoma di Trento o di Bolzano territorialmente interessata;*
  - (b) *a seguito di un procedimento unico svolto nel termine di centottanta giorni tramite apposita conferenza di servizi, nel cui ambito è svolta anche la valutazione ambientale strategica del programma complessivo dei lavori;*
  - (c) *a soggetti che dispongono di capacità tecnica, economica ed organizzativa ed offrono garanzie adeguate alla esecuzione e realizzazione dei programmi presentati e con sede sociale in Italia o in altri Stati membri dell'Unione europea e, a condizioni di reciprocità, a soggetti di altri Paesi. Le attività di perforazione e di realizzazione degli impianti di sviluppo sono soggette a VIA e ad autorizzazione di sicurezza, svolte secondo le procedure stabilite dalla legge entro 60 giorni dalla presentazione delle domande.*
7. *Con disciplinare tipo, adottato con decreto del Ministero dello sviluppo economico, sono stabilite, entro centoottanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto, le modalità di conferimento del titolo concessorio unico di cui al comma 5, nonché le modalità di esercizio delle relative attività.*
8. *I commi 5 e 6 si applicano, su istanza del titolare o del richiedente, da presentare entro 90 giorni dall'entrata in vigore della presente decreto, anche ai titoli vigenti e ai procedimenti in corso.*
9. *All'articolo 10 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, dopo il comma 3 è aggiunto il seguente:3-bis. Al fine di effettuare e verificare gli studi previsti dall'articolo 8, comma 1, del decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito, con modificazioni, dalla legge 6 agosto 2008, n. 133, con l'impiego di nuove tecnologie disponibili per la tutela ambientale e la valorizzazione delle risorse nello svolgimento dell'attività mineraria, la procedura definita nel presente articolo si applica, ai titoli minerari e ai procedimenti di conferimento ricadenti nelle aree di cui all'articolo 4, comma 1..*
10. *All'articolo 8 del decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito, con modificazioni, dalla legge 6 agosto 2008, n. 133, dopo il comma 1 sono inseriti i*

*seguenti:*

*1-bis. Al fine di tutelare le risorse nazionali di idrocarburi in mare localizzate in ambiti posti in prossimità delle aree di altri Paesi rivieraschi oggetto di attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi, per assicurare il relativo gettito fiscale allo Stato e al fine di valorizzare e provare in campo l'utilizzo delle migliori tecnologie nello svolgimento dell'attività mineraria, il Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, sentite le Regioni interessate, può autorizzare, per un periodo non superiore a cinque anni, progetti sperimentali di coltivazione di giacimenti. I progetti sono corredati sia da un'analisi tecnico-scientifica che dimostri l'assenza di effetti di subsidenza dell'attività sulla costa, sull'equilibrio dell'ecosistema e sugli insediamenti antropici e sia dai relativi progetti e programmi dettagliati di monitoraggio e verifica, da condurre sotto il controllo del Ministero dello sviluppo economico e del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Ove nel corso delle attività di verifica vengano accertati fenomeni di subsidenza sulla costa determinati dall'attività, il programma dei lavori è interrotto e l'autorizzazione alla sperimentazione decade. Qualora al termine del periodo di validità dell'autorizzazione venga accertato che l'attività è stata condotta senza effetti di subsidenza dell'attività sulla costa, nonché sull'equilibrio dell'ecosistema e sugli insediamenti antropici, il periodo di sperimentazione può essere prorogato per ulteriori cinque anni, applicando le medesime procedure di controllo.*

*1-ter. Nel caso di attività di cui al comma 1-bis, ai territori costieri si applica quanto previsto dall'articolo 1, comma 5, della legge n.239 del 2004 e successive modificazioni. .*

*11. Al comma 82-sexies, dell'articolo 1 della legge 23 agosto 2004, n. 239, dopo le parole comprese la perforazione, sono aggiunte le parole e la reiniezione delle acque di strato o della frazione gassosa estratta in giacimento*

Lo Stato auspica che grazie a questo decreto raddoppi la produzione di idrocarburi in Italia e si stima che, se ciò dovesse avvenire, entrerebbero nelle casse statali un miliardo e mezzo in più all'anno derivanti da royalties e tasse. Pietro Cavana, presidente del settore Idrocarburi di Assomineraria, ha affermato che attualmente ci sono 40 progetti in attesa d'approvazione, con già risorse individuate, pronti per iniziare, ormai fermi da anni in attesa della valutazione d'impatto ambientale che veniva o meno concessa dalle regioni. Inoltre ci sono 111 istanze di permessi per cercare petrolio e gas di cui 72 in corso di valutazione ambientale. In Italia ci sono molti giacimenti di idrocarburi: in Basilicata, a Val d'Agri, nell'Adriatico, in Abruzzo, in Piemonte, in Veneto e in Lombardia, ma l'attività di esplorazione era ferma da quasi un decennio. Il decreto invece, introduce tre importanti novità:

- Il rilascio di un "titolo concessorio unico" ovvero un solo permesso per esplorare ed estrarre.
- L'autorizzazione mineraria verrà concessa dallo Stato e non più dalle regioni.
- Il riconoscimento della ricerca e della coltivazione d'idrocarburi come "Attività di pubblica utilità, urgenti e indifferibili".

Cavanna inoltre afferma che, oltre ai benefici in ambito occupazionale, il decreto favorisce la realizzazione della SEN in quanto si ridurrebbe la bolletta energetica di 5,5 miliardi. La produzione di petrolio e di gas in Italia è di 11,8 tonnellate equivalenti e copre il 10% del fabbisogno mentre si importano 60 miliardi di energia da idrocarburi ovvero il 90% della spesa energetica italiana. Con il raddoppio della produzione interna si scenderebbe a 54 miliardi. Il decreto vorrebbe quindi allineare le regole agli standard europei e ridurre i tempi di autorizzazione.

Legambiente tuttavia, così come alcune regioni e gli ambientalisti, non approvano il testo in quanto autorizza le trivellazioni petrolifere anche in caso di parere contrario delle comunità locali e delle regioni. Molti sono infatti preoccupati sia dai possibili dissesti idrogeologici che potrebbero crearsi dopo le estrazioni sia per i danni ambientali.

### 5.12 Burocrazia

Gli operatori del settore intervistati hanno mosso numerose critiche alla burocrazia italiana. Gli investimenti infatti vengono complicati dalla normativa e passa da qualche anno a un decennio per vedere il proprio progetto approvato. Questo rallenterebbe anche gli investitori sia italiani che stranieri dal momento che spesso le cifre sono anche significative. Le procedure vengono descritte come lente e complesse. Dall'istanza per esplorare una certa area al primo pozzo esplorativo possono passare dagli 8 ai 10 anni, inoltre non si ha la certezza che il pozzo sia effettivamente produttivo. Inoltre, all'incertezza in seno al progetto, si deve aggiungere l'incertezza derivante dal blocco dei lavori per proteste di comunità locali e ambientalisti. Spesso ci sono imprese con un'elevata capacità che però sono costrette a gestire pochi progetti alla volta in quanto solo una parte di quelli presentati viene approvata. La normativa ambientale italiana è molto rigorosa e sebbene i progetti la rispettino, la mentalità chiusa della popolazione, secondo alcuni operatori, potrebbe essere la vera causa di tante proteste ambientaliste.

#### Il caso di Ombrina Mare

Ombrina Mare è un progetto, in Abruzzo, che prevede la trivellazione di 6 pozzi, la costruzione di una piattaforma petrolifera e l'installazione di una nave dove ci si limiterà a separare l'acqua dall'olio e dal gas. La scelta di svolgere questa attività sulla nave anziché sulla terraferma comporta maggiori costi per la compagnia ma minore impatto per il territorio. Le emissioni del processo sarebbero 7 volte inferiori ai severi limiti italiani, infatti il progetto ha ottenuto la valutazione positiva della Commissione tecnica per la valutazione d'impatto ambientale del Ministero dell'Ambiente. Inoltre il gettito fiscale è stimato in un miliardo di euro, ci sarebbero numerosi investimenti, si creerebbero centinaia di posti di lavoro e si svilupperebbero le imprese abruzzesi del settore. Nonostante tutte queste buone ragioni per la costruzione, il progetto è ancora fermo a causa di ricorsi al Tar, petizioni e mancate autorizzazioni. Ambientalisti e comunità locali, ancora una volta, sostenendo tesi non del tutto corrette, stanno ostacolando un'impresa che ad oggi ha investito molto senza ottenere guadagno e uno sviluppo di cui l'Italia ha veramente bisogno.

È bene sottolineare che i dati sono stati raccolti prima dell'approvazione del Decreto "Sblocca Italia" e della proposta di modifica del Titolo V della Costituzione, quindi mentre la complessità della burocrazia non è detto che stia subendo un miglioramento, i tempi potrebbero accorciarsi. Infatti anche le imprese intervistate, hanno proposto come miglioramento di riportare la materia energetica sotto il controllo statale, in quanto materia strategica. Sugeriscono di accorpare tutti gli enti e le autorità che operano per la consegna dei permessi per accorciare i tempi e per maggiore chiarezza e trasparenza. Infine sarebbe positivo anche uno snellimento delle procedure autorizzative.

Anche secondo Giuseppe Tannoia, Direttore della Regione Sud Europa dell'ENI, la lentezza e gli ostacoli burocratici sono la causa di una minore competitività dell'Italia rispetto agli altri Paesi. Le grandi compagnie hanno abbandonato il nostro Paese in quanto i tempi autorizzativi sono il doppio per la fase di coltivazione e il 40% del valore del progetto viene dissipato a causa di questi ritardi. Si riporta in seguito una breve descrizione delle fasi di un progetto di esplorazione e di coltivazione d'idrocarburi:

- *Autorizzazione*: il Ministero dello Sviluppo Economico conferisce di intesa con la regione un permesso di ricerca, ovvero un titolo esclusivo che consente le attività di ricerca quali: indagini geofisiche e perforazione del pozzo esplorativo per l'individuazione di un eventuale giacimento di idrocarburi.
- *Esplorazione*: ottenuta l'autorizzazione, la compagnia petrolifera effettua delle rilevazioni geologiche e geofisiche come carotaggi e indagini sismiche. Raccoglie quindi dei dati che devono essere elaborati ed interpretati per verificare se l'area è promettente. In seguito quindi esegue dei pozzi esplorativi ed a seconda di come questi sono posizionati, si utilizzano torri di perforazione, navi di perforazione, piattaforme semisommersibili, piattaforme di perforazione o sistemi flottanti di produzione.
- *Valutazione*: se l'area contiene un giacimento di idrocarburi, vengono perforati altri pozzi, chiamati di delineaazione, per valutare la quantità di olio o gas recuperabile, decidere i meccanismi di produzione e il tipo di struttura necessaria. Si fanno quindi gli studi di fattibilità, la pianificazione e un piano preliminare per stimare i costi di sviluppo.
- *Sviluppo*: se le perforazioni valutative danno esito positivo, si comincia a prendere in considerazione i dati geotecnici ed ambientali che caratterizzano il giacimento esplorato. Per procedere con le attività di coltivazione occorre avere tutte le autorizzazioni dalle autorità governative. Dopo le istruttorie del Ministero dello Sviluppo Economico, l'approvazione d'impatto ambientale e ottenuta la concessione di coltivazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico di intesa con la regione, si procede con la perforazione dei pozzi di coltivazione e con la costruzione delle infrastrutture per la produzione e il trasporto.
- *Coltivazione*: è la messa in produzione dei pozzi che devono essere sottoposti regolarmente a manutenzione e ricondizionamento.
- *Cessazione*: decisione che arriva alla fine della vita utile di un giacimento. Solitamente corrisponde al momento in cui i costi eguagliano i ricavi. La pianificazione della rimozione delle infrastrutture avviene uno o due anni prima della data prevista per lo smantellamento.

Per acquisire il permesso di ricerca in Italia, per legge, dovrebbero passare dalla presentazione dell'istanza al conferimento del permesso, dai 10,5 ai 18,5 mesi. Per la perforazione di un pozzo esplorativo, la legge prevede il rilascio di una autorizzazione in un tempo tra i 3 e i 5 mesi. Per la concessione di coltivazione i tempi previsti dalla normativa sono compresi tra i 10,5 e i 12,5 mesi. Tuttavia le tempistiche effettive toccano i 41,4 mesi per la fase esplorativa ed i 110,4 mesi per la fase di coltivazione, quindi 10 volte più del previsto secondo uno studio di Nomisma. Per ottenere un'autorizzazione per la fase esplorativa si attende oltre il 70% in più rispetto alla media globale; il ritardo aumenta ulteriormente per la fase di coltivazione, dove un'autorizzazione può essere concessa in oltre 9 anni, contro una media di 4 all'estero. Questi ritardi non fanno che aumentare i costi, in particolare quelli finanziari per lo sviluppo dei giacimenti.

## 5. LA NORMATIVA NELL'UPSTREAM

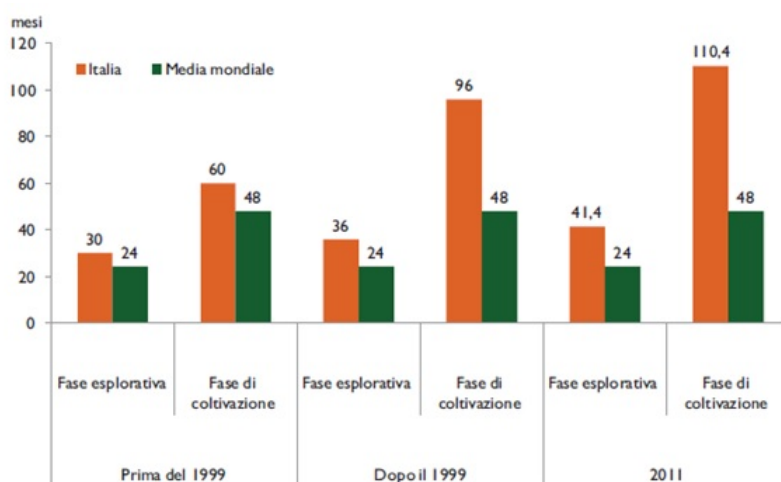


Figura 5.3: Durata media delle varie fasi Fonte: Nomisma Energia

### 5.12.1 Le conseguenze dei ritardi

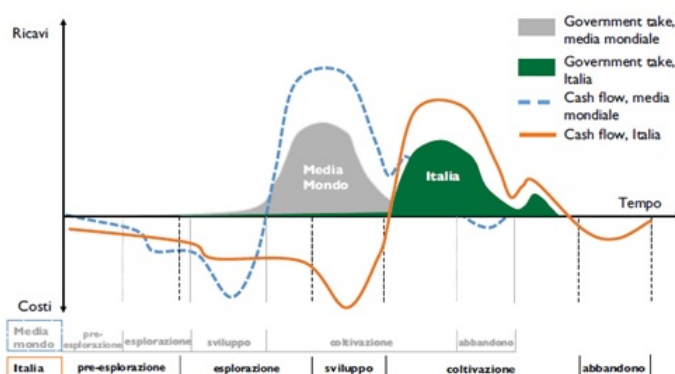


Figura 5.4: Confronto tra media Italia e media mondiale rispetto al tempo Fonte: Nomisma Energia

La linea tratteggiata e quella continua arancione raffigurano il totale dei ricavi. L'area verde e quella grigia rappresentano le entrate per lo Stato rispettivamente in Italia e la media mondiale. La differenza tra la linea tratteggiata e la parte grigia oppure tra la linea continua arancione e la parte verde, rappresenta il profitto per l'impresa. Nelle fasi di ottenimento della concessione e dell'esplorazione, i costi sono crescenti e non compensati da ricavi, che arrivano solo quando inizia la produzione dai giacimenti nella fase di coltivazione. I canoni vengono pagati già nella fase di esplorazione. La produzione e i ricavi iniziano con la fase di coltivazione che è la più lunga e consente di generare entrate per lo Stato tramite le royalties. La produzione sale velocemente, raggiunge un picco e poi inizia la decrescita, interrotta brevemente solo da un recupero ottenuto attraverso manutenzioni straordinarie. Cessata la produzione inizia la fase finale di abbandono e ripristino del giacimento alle condizioni preesistenti, con costi non compensati da nessun ricavo. I ritardi in Italia, come si può vedere dal grafico, aumentano i costi per la compagnia e riducono le entrate per lo Stato.



---

# Capitolo 6

## Lo shale gas

### 6.1 Introduzione

Si stanno aprendo grandi prospettive per l'estrazione del gas naturale dalle rocce scistose (shale rocks). Le riserve accertate di questo gas (prevalentemente metano) nei soli Stati Uniti ammonterebbero a 23.000 miliardi di metri cubi, contro riserve mondiali presunte di 331.000 miliardi di metri cubi. Queste quantità sono paragonabili a tutte le riserve di gas naturale tradizionale accertate. La richiesta continuamente in aumento di gas e prodotti petroliferi sta spingendo le compagnie statunitensi e canadesi a sfruttare le riserve interne che si presentano competitive sul mercato, non influenzate da eventi geopolitici (primavera araba, conflitto libico, tensioni nel Golfo Persico). E ciò malgrado si andasse ad intaccare quelle che sono riserve strategiche, preziose per future necessità della sicurezza nazionale. Il totale degli investimenti USA è passato da 700.000\$ nel 2001 ad oltre 4,5 milioni di dollari nel 2010. L'intensità dello sfruttamento di questa risorsa negli USA e Canada e le relative esportazioni stanno portando ad una forte diminuzione dei prezzi sul mercato mondiale.

È dei primi giorni del 2012 la notizia, riportata da diverse agenzie di stampa sull'allarme suscitato da alcuni terremoti di non lieve entità (2.8-4 della scala Richter) avvenuti nello Stato dell'Ohio, area non sismica. Altri terremoti di più lieve entità erano avvenuti anche in altri Stati degli USA ed in un'area nord occidentale dell'Inghilterra, in zone contigue a impianti di estrazione del gas dagli scisti mediante il metodo della "Fatturazione idraulica" (Hydraulic Fracking o Hydrofracking).

Generalmente si definisce il gas naturale di tipo convenzionale quando:

- Proviene da giacimenti ben individuati e delimitati a livello geologico;
- Viene estratto con processi relativamente poco complessi, che richiedono la realizzazione di soli pozzi verticali;
- Ha un tasso di recupero in fase d'estrazione superiore all'80%.

Per differenza il gas naturale si definisce non convenzionale quando ha modalità di produzione maggiormente difficoltose o costose rispetto al gas convenzionale poiché:

- Si trova in strati rocciosi meno permeabili;
- È distribuito in modo più diffuso su vaste aree;
- Richiede tecniche di recupero maggiormente complesse;

## 6. LO SHALE GAS

---

- Ha un tasso di recupero compreso tra il 15% ed il 30%.

In effetti esistono diversi tipi di fonti di gas naturale:

- Gas naturale presente da solo in rocce porose: ovvero il classico sfruttamento mediante trivellazione di pozzi, favorita dalla pressione esistente nel giacimento; è il caso del metano della Val Padana o dell'alto Adriatico;
- Gas naturale associato a giacimenti di petrolio: in volumi separati, sovrastanti gli strati dello stesso ed estraibili a parte;
- Gas naturale disciolto nei giacimenti petroliferi: come nel golfo del Messico, dove è avvenuto il grave incidente della piattaforma della BP;
- Metano negli idrati cristallini: presenti sotto il permafrost circumpolare e sotto i fondali oceanici;
- Gas naturale presente in sabbie bituminose e soprattutto scisti: ovvero lo il gas intrappolato nelle shale rocks.

Inoltre esistono emissioni di gas dalle miniere di carbone e dall'accumulo dei residui organici che fermentano in assenza di aria, come ad esempio paludi, risaie, marcite dalla fusione del permafrost artico indotto dal riscaldamento globale, ecc. A prescindere dalla origine biologica o termica del gas, questa ultima favorita dalle alte temperature e pressioni delle rocce chero-geniche profonde, si deve tener presente nel secondo caso che la frequente separazione tra i giacimenti di petrolio e di metano, avviene per la capacità del gas di migrare, anche per centinaia di chilometri, attraverso pori di rocce sufficientemente sottili da provocarne la filtrazione selettiva e spontanea.

### 6.2 Descrizione dello shale gas

Lo shale gas o gas di scisto, è un gas metano estratto da giacimenti non convenzionali in argille, parzialmente diagenizzate, derivante dalla scomposizione anaerobica di materiale organico contenuto in argille durante la diagenesi. Il tipo di roccia, come dice il nome stesso, da cui si ricava questo gas sono gli scisti. Nella moderna petrografia lo scisto indica una roccia metamorfica a grana medio-grossa caratterizzata da una struttura scistosa abbastanza marcata. In altre parole questo tipo di roccia facilmente si sfalda secondo piani paralleli in lastre molto sottili. Lo scisto è il risultato della trasformazione d'argilla sottoposta ad alte pressioni e temperature, nelle quali i cristalli micacei si ordinano in una direzione precisa creando delle falde, dette appunto piani di scistosità.

Il gas non convenzionale è quindi un gas naturale che si trova in giacimenti che sono stati definiti non convenzionali, perché a differenza di quelli convenzionali, questi, non sono guidati dalla spinta di galleggiamento. La particolarità di questo gas, quindi, non è la composizione chimica, ma la localizzazione geologica. Attualmente ci sono quattro tipi di giacimenti non convenzionali obiettivo d'esplorazione commerciale per il gas naturale e per la sua produzione industriale.

- *Coalbed methane*: gas metano associato ai bacini di carbone dentro ai quali è stato assorbito. Da sempre ha rappresentato un pericolo nelle miniere perché combinato con l'aria dà origine al grisù. In genere si trova a profondità modesta;
- *Shale gas*: gas contenuto in strati profondi di rocce argillose o gas da scisti bituminosi. La scarsa permeabilità di queste rocce intrappola il gas e permette lo sfruttamento solo se non si utilizzano particolari tecniche estrattive come il fracking e la trivellazione orizzontale;
- *Methane hydrates*: metano all'interno di reticoli cristallini, nel permafrost (terreno artico perennemente ghiacciato) o sui fondati oceanici. Questo terzo tipo è l'unico a non essere ancora oggetto di sfruttamento, ma solo di ricerca;
- *Tight gas*: contenuto in giacimento di sabbie compatte e/o formazioni arenarie, di quarzo, di scarsa permeabilità. Si tratta di rocce particolarmente impermeabili e poco porose. Anche in questo caso risulta necessario il fracking.

Dei circa 331.000 miliardi di metri cubi di gas non convenzionale stimati come ancora estraibili dallo IEA, 208.000 miliardi di metri cubi sono costituiti da shale gas, 76.000 miliardi di metri cubi da tight gas e 47.000 miliardi di metri cubi da coalbed methane. In percentuale possiamo vederlo nel grafico sottostante.

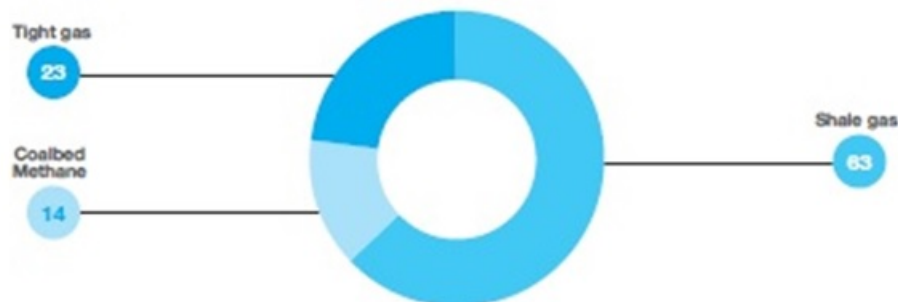


Figura 6.1: Suddivisione dei principali gas non convenzionali Fonte: Cassa depositi e prestiti

Esistono poi altri serbatoi di shale gas non ancora sfruttati:

- Gas biogenico naturale nei serbatoi convenzionali: un gas derivante da attività batterica avvenuta in sedimenti poco profondi;
- Negli acquiferi geopressurizzati;
- In rocce metamorfiche ed ignee con sistemi di fratture naturali;
- In formazioni carbonatiche e clastiche profonde (maggiori di sei mila metri).

Negli ultimi anni si è arrivati a considerare il tight gas, un giacimento di gas più tradizionale e convenzionale (nonostante la sua bassa permeabilità); il metano da carbone ed il gas da argille, insieme agli idrati (ancora in fase di sviluppo e ricerca) sono invece i depositi di gas non convenzionale comunemente intesi.

A differenza dei bacini convenzionali, il carbone e l'argilla sono al tempo stesso roccia madre, trappola e serbatoio per il gas naturale. Il metano si genera in situ per trasformazione della

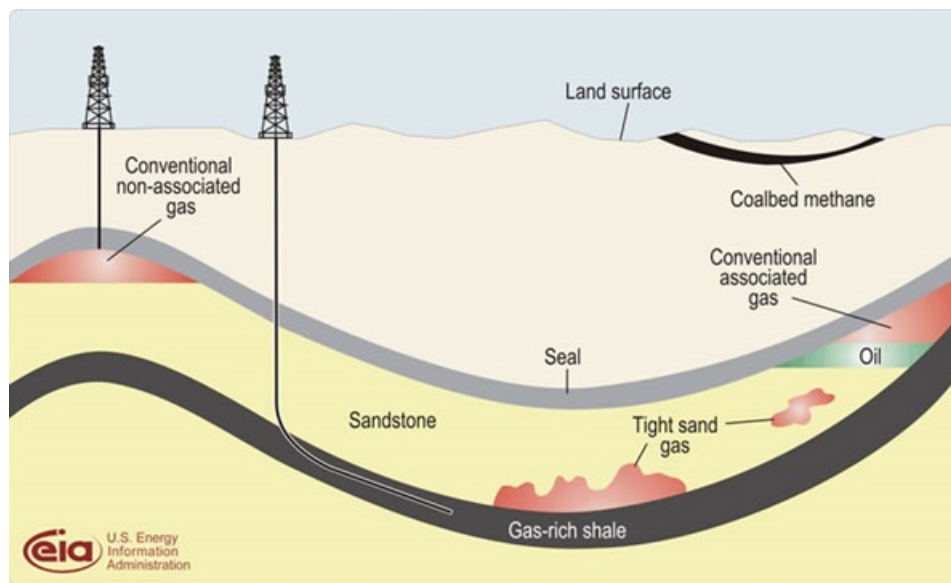


Figura 6.2: Schema geologico delle riserve di gas Fonte: IEA

materia organizzata e si trova sia sottoforma di gas libero nei micropori, sia come gas assorbito nella superficie del serbatoio. La permeabilità delle rocce è molto bassa. La sfida in questi accumuli sta, infatti, nell'identificare le aree con maggior potenziale produttivo per valutarle e sfruttarle in maniera efficace. I progetti di successo hanno molte caratteristiche in comune, tra cui: risorse concentrate di gas, un sufficiente tasso di produzione del gas ed accesso a tecnologie e mercati.

Le fratture (cleat) dove è intrappolato il gas sono ricche inizialmente di acqua ed in seguito, il volume d'acqua decresce e la percentuale di gas aumenta. In alcuni casi isolati, i giacimenti di carbone sono privi di acqua e quindi non richiedono drenaggio. Anche nelle stratificazioni argillose, ad esempio, vi sono componenti maggiori di gas libero e meno d'acqua. I due elementi (acqua e gas) sono comunque prodotti simultaneamente. Sia i giacimenti di argille che il carbone, immagazzinano ininterrottamente gas che si divide in strati con differenza di densità. L'obiettivo quindi, in questi casi, è d'identificare le aree con maggior potenziale produttivo e sfruttarle in maniera efficace. Un passo utile in questa direzione sta nel confrontare le caratteristiche delle aree a sviluppo potenziale con quelle dove esistono già altri progetti commerciali.

### 6.3 Le riserve

In Europa si trovano tre bacini principali:

- Il bacino del paleozoico inferiore, che va dalla parte orientale della Danimarca e sud della Svezia al nord-est della Polonia.
- Il bacino marino del carbonifero, che si estende dal nord-ovest dell'Inghilterra, attraverso l'Olanda e il nord-ovest della Germania al sud-est della Polonia.
- Il bacino del periodo giurassico inferiore, che si localizza nel sud dell'Inghilterra, in Francia, Paesi Bassi e al nord della Germania.

Si può quindi notare che la distribuzione geografica delle risorse non convenzionali è irregolare, quindi non tutte le regioni europee hanno potenziali di gas non convenzionali e tra quelle che lo hanno, non tutte sarebbero interessate allo sviluppo di questa risorsa. La quantità di gas presente nei diversi bacini è difficile da stimare a causa della mancanza di dati. Alcuni studi hanno evidenziato che la Polonia e l'Ungheria hanno la maggioranza delle riserve di tight gas mentre Ucraina e Polonia di coalbed methane gas. Quindi tutte le risorse di gas non convenzionale sono localizzate in Europa centro orientale. Nel 2009 uno studio di IHS CERA stima che le riserve principali sono nel Nord della Germania e in Olanda e sono altrettanto prolifici il bacino Nordorientale tedesco-polacco, il bacino aquitano francese, il bacino anglo-olandese e il bacino danese-polacco. Le altre formazioni di shale gas sono in Austria, Ungheria, Spagna, Gran Bretagna e Bulgaria.



Figura 6.3: Presenza delle riserve di gas non convenzionale in Europa

Nel mondo i Paesi che evidenziano le maggiori riserve di shale gas sono la Cina, gli Stati Uniti e la Russia. Anche in Australia, Argentina, Messico e Canada sono presenti giacimenti di dimensione importante.

## 6.4 Lo scenario europeo e globale

Lo sfruttamento delle riserve di gas non convenzionale permetterebbe ad alcune nazioni di raggiungere l'indipendenza energetica, riducendo o eliminando le importazioni e diventando addirittura esportatori di idrocarburi. Alcuni paesi quindi, come la Russia, potrebbero perdere il proprio ruolo di supplier energetici. Per Mosca quindi, la shale gas revolution rappresenta una minaccia dal momento che possiedono i più grandi giacimenti di gas convenzionale al mondo e sono i principali esportatori.

## 6. LO SHALE GAS

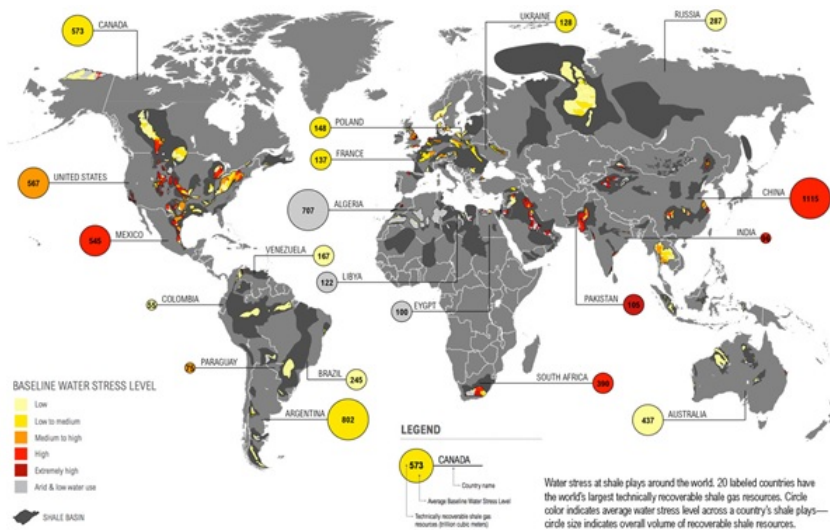


Figura 6.4: Presenza delle riserve di gas non convenzionale nel mondo Fonte: World Resources Institute

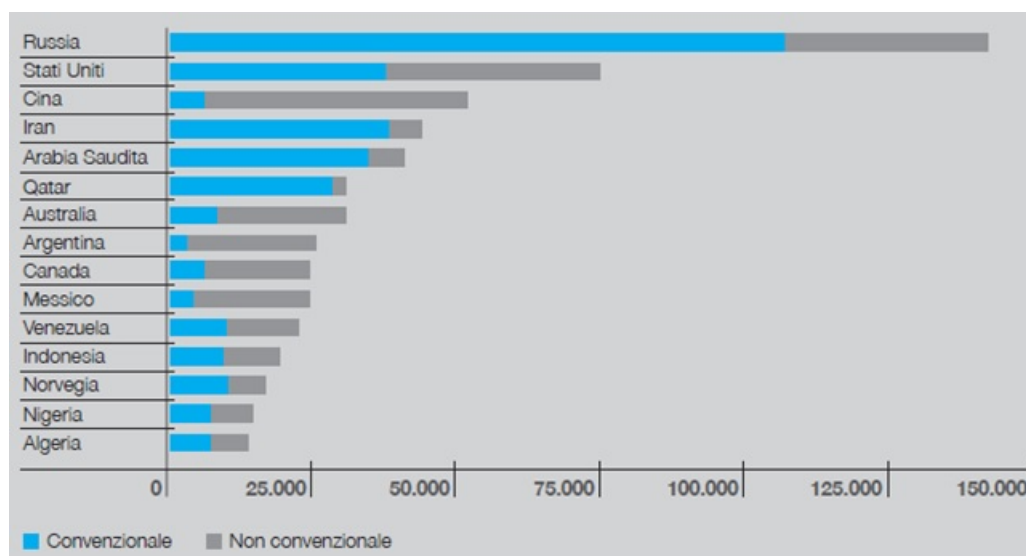


Figura 6.5: Principali riserve di shale gas per paese (mld/m³) Fonte: IEA

Gli Stati Uniti grazie lo shale gas potranno presto raggiungere l'indipendenza energetica, si stima intorno al 2020. Nel 2000, infatti, la percentuale di shale gas estratto era del 2% mentre alla fine del 2012 è salita al 40% e ci si aspetta un rialzo fino al 71% nel 2035. Il Presidente degli Stati Uniti inoltre ha autorizzato anche l'esportazione del gas all'estero, in particolare in Asia. Un eventuale sviluppo in Cina e in Europa del gas non convenzionale potrebbe comportare una contrazione delle importazioni, con pesanti ripercussioni per la Russia. Il Canada riuscirà anch'esso ad esportare mentre il Messico nonostante la propria produzione di shale, importerà risorse non convenzionali fino al 56% delle esportazioni statunitensi stimate.

Per quanto riguarda l'Europa, il Consiglio Europeo, la Commissione e il Parlamento hanno accolto in via ufficiale il gas non convenzionale inserendolo nella Strategia Europea 2020 e nella tabella di marcia per il 2050. Attualmente, però, solo la Polonia e l'Ucraina, prima e terza in Europa per riserve, sono impegnate nello sviluppo dello shale gas. Queste beneficiano infatti

della Global Shale Gas Initiative promossa dagli Stati Uniti per favorire lo sviluppo tecnologico e know how attraverso il coinvolgimento delle compagnie energetiche. La Polonia ha già pianificato 125 perforazioni e 50 prospezioni, anche perché, essendo fortemente dipendente dalle forniture russe, interpreta tutto ciò come un'opportunità più che come un rischio. In Francia, il 30 giugno 2011, il Senato e il Parlamento hanno sia ritirato le licenze di prospezione ad alcune aziende, sia vietato l'uso del fracking per l'estrazione del gas di scisto, nonostante sia la seconda in Europa per riserve. Germania e Regno Unito vogliono regolamentare le attività di estrazione. Il Regno Unito, dopo un incidente sismico a Blackpool, ha deciso di rallentare le trivellazioni in suolo inglese ma investe in altri stati anche extraeuropei.

La Cina è il primo paese al mondo per riserve di shale gas, quindi la produzione le consentirebbe di ridurre la propria dipendenza estera. Infatti se il gas non convenzionale decollerà, coprirà circa l'80% della sua domanda prevista ed innalzerebbe il tasso di rilevanza nel paniere energetico dal 4% attuale al 13% nel 2035. Sebbene anche in India siano stimate significative risorse di shale gas, solo il 20% è giudicato accessibile. In Indonesia la produzione di shale e coalbed methane potrebbe rafforzare la sua posizione di esportatore. Anche l'Australia è ricca di giacimenti e potrebbe decidere di esportare parte della produzione.

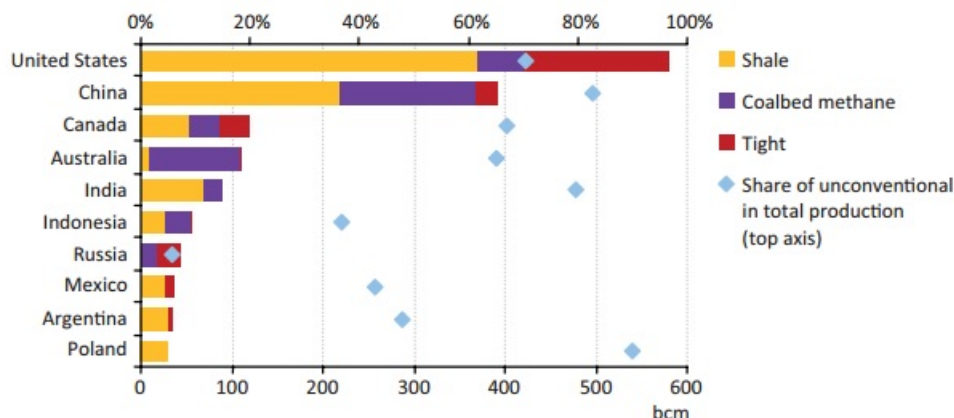


Figura 6.6: Divisione per tipo di gas non convenzionale delle riserve nel mondo Fonte: IEA

Il mercato del gas ha una struttura complessa con sotto mercati regionali che vanno a ritmi diversi con indici di prezzo diversi. Quindi sebbene non si possa sapere cosa succederà esattamente al prezzo del gas in futuro, si modificheranno sicuramente gli equilibri attuali.

## 6.5 Lo scenario italiano

Il Consiglio dei Ministri ha approvato nel mese di Settembre 2014 il “Collegato ambientale alla legge di stabilità” che prevede un rafforzamento della tutela ambientale. Tra le norme viene espressamente vietato il “Fracking”, ovvero la fratturazione delle rocce con getti liquidi ad alta pressione per prelevare il gas di scisto dalle profondità del suolo. Il divieto deriva dalla mancanza di una norma nazionale relativa a questa tecnica. L'Istituto Nazionale di Geologia e Vulcanologia vigilerà sul rispetto del divieto. Il Ministro Guidi ha infatti affermato che l'Italia non farà ricerche per trovare eventuali giacimenti di shale gas finché le tecniche di estrazione comporteranno danni all'ambiente. Lo shale gas arriverà comunque nel nostro paese, importato dall'America. Lo shale gas non può essere estratto in Italia per altri due motivi fondamentali:



## 6. LO SHALE GAS

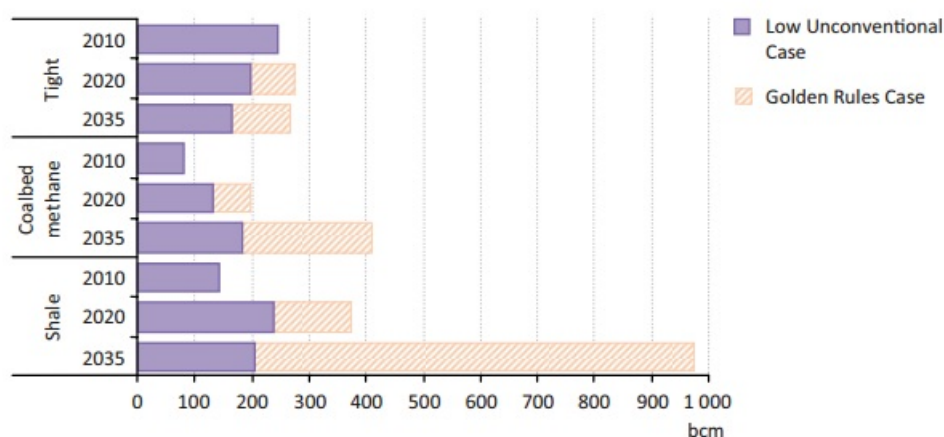


Figura 6.7: Quantità di gas non convenzionale nel mondo nello scenario peggiore o migliore  
Fonte: IEA

- L'utilizzo del suolo. Il pozzo per l'estrazione dello shale gas occupa una superficie doppia rispetto ad uno tradizionale. Inoltre, secondo lo studio del Joint Research Center, sono necessari 50 pozzi per estrarre la stessa quantità di energia di un giacimento tradizionale del Mare del Nord. In America l'utilizzo del suolo non è un grande problema vista la densità di popolazione ma in Italia la disponibilità di suolo è notevolmente ridotta;
- Mancanza di giacimenti di argille sufficientemente vasti da rendere interessanti l'investimento.

### 6.6 Impatto ambientale

La principale critica che è stata rivolta allo sfruttamento di questa fonte di gas naturale non convenzionale è il suo potenziale impatto ambientale; questa fonte energetica innovativa e rivoluzionaria ma non sono ancora sufficientemente noti i rischi. I principali impatti ambientali derivanti dall'attività di estrazione dello shale gas possono così sintetizzarsi:



- *Acque tossiche*: Uno studio pubblicato sulla rivista ACS Environmental Science & Technology e guidato da William A. Mitch e Avner Vengosh rivela che la grande quantità d'acqua utilizzata in pressione e che poi confluisce nei corsi d'acqua, anche se trattata, contiene sostanze tossiche. Le acque di scarto risultano infatti radioattive per la presenza di metalli pesanti e sali di bromo, cloro e iodio. Dopo le lavorazioni vengono convogliate in impianti di depurazione e successivamente reimmesse nella rete idrica. Tuttavia la depurazione classica, secondo questo studio, non è in grado di eliminare gli Alogenuri (Sali di bromo, cloro e iodio) e in aggiunta i processi di clorazione e ozonizzazione potrebbero portare a dei sottoprodotti tossici. Una soluzione, secondo gli scienziati, potrebbe essere non scaricare il totale delle acque reflue nelle acque superficiali. Inoltre servirebbero



## 6.7. BREVE STORIA DELLA PROSPEZIONE E DELLO SFRUTTAMENTO

---

delle tecniche specifiche di rimozione degli alogenuri e piani di monitoraggio delle acque per garantire una procedura di tutela che renda sicuro l'utilizzo della rete idrica;

- *Terremoti*: Science ha dedicato un articolo alla professoressa Katie Keranen, docente di geofisica alla Cornell University. Ella ha scoperto che nell'Oklahoma centrale, il fracking ha causato oltre 100 piccoli terremoti di piccola e media intensità nel corso degli ultimi 5 anni. Secondo la dottoressa Keranen, il movimento tellurico è generato dall'acqua di scarto prodotta durante il pompaggio di grandi quantità di liquidi. L'acqua si muove velocemente e va a risvegliare faglie già attive scatenando terremoti fino a 30 km dal giacimento. Quindi sarebbe opportuno evitare lo smaltimento nei pressi delle maggiori faglie per evitare terremoti di magnitudo maggiore.

Tuttavia possiamo anche analizzare risvolti positivi di questa tecnica:

- *Consumo di risorse*: Anche se il processo di estrazione richiede un'ingente quantità d'acqua, la generazione di elettricità da gas naturale è meno dispendiosa rispetto alle fonti convenzionali. Le centrali a carbone infatti consumano oltre il doppio dell'acqua per megawatt/ora prodotto. Il consumo è inferiore anche rispetto l'etanolo. Ovviamente per il fotovoltaico e il solare, invece, non vi è affatto consumo d'acqua;
- *Inquinamento atmosferico*: Il gas naturale produce meno emissioni del petrolio.

Inoltre uno studio condotto da un team di ricercatori della Ohio State University e pubblicato sulla rivista scientifica *Proceedings of the National Academy of Sciences*, sosterebbe che la contaminazione delle falde acquifere vicino ai pozzi non sia dovuta al fracking ma a carenze strutturali nelle condutture. Quindi per gli studiosi, per scongiurare le contaminazioni basterebbe investire maggiormente nella solidità delle condutture.

Secondo Christof Ruehl, capo economista di British Petroleum, lo shale gas potrebbe essere, rispetto alle rinnovabili, il sistema più economico per sostituire il carbone e diminuire le emissioni di gas serra. Afferma infatti che l'11% di spostamento globale dal carbone al gas garantirebbe un risparmio energetico paragonabile a quello offerto dall'aumento delle energie rinnovabili a livello mondiale dell'11%. Egli ha inoltre previsto che il gas non convenzionale rappresenterà il 25% di tutto il gas prodotto entro il 2035, rispetto all'8% del 2012.

## 6.7 Breve storia della prospezione e dello sfruttamento

Storicamente l'espressione "gas non convenzionale" ha avuto differenti significati per governi, organizzazioni ed imprese pubbliche e private.

Nella metà degli anni '70 negli Stati Uniti le prime distinzioni erano basate su aspetti economici: erano definite risorse di gas non convenzionale quelle poco o per niente convenienti economicamente, poiché mancavano le tecnologie adatte per ridurre i costi d'estrazione. I più lontani esempi di fortunate estrazioni di gas non convenzionale da carbone ed argille risalgono al 1821 anno in cui fu perforato un pozzo nella Dunkirk Shale, nell'estremità ovest dello Stato di New York; a ciò fece seguito negli anni '20 la produzione di gas da carbone Pittsburgh nel Big Run Field nel nord del West Virginia.

## 6. LO SHALE GAS

---

Tuttavia, la valorizzazione su scala mondiale dei giacimenti non convenzionali è uno sviluppo più recente, appunto negli anni '70. I primi ad essere estratti furono i gas associati al carbone, soprattutto per aumentare la sicurezza delle miniere poiché il gas grisù, composto soprattutto da metano, era causa di molti incidenti in miniera. Vaste riserve, ampi spazi geografici autorizzano l'estrazione di centinaia di migliaia di pozzi a scapito delle riserve di gas metano convenzionale. Anche dal punto di vista normativo si creò un clima più favorevole grazie all'approvazione di norme e quadri legislativi che permisero un'attività di prospezione più ingente. Il Natural Gas Policy del 1978 e la Crude Oil Windfall Profits Tax del 1980 fornirono incentivi fiscali alle imprese per incoraggiare la conservazione e la produzione di risorse energetiche alternative compreso il gas non convenzionale. Il primo maggior incentivo risale al 1980 con la ratifica del "Crude Oil Windfall Profit Tax Act". Questo emendamento del Senato americano non era altro che un tentativo della presidenza Carter di recuperare profitti dall'industria petrolifera. Infatti, in seguito all'embargo dell'OPEC, il prezzo del barile vide una fortissima crescita, a danno dei consumatori ed a profitto delle oil companies.

Sebbene la definizione "tax on profit" lasci intendere che fosse una tassa sui profitti, si trattava di un'accisa, imposta sulla differenza tra il prezzo di mercato del petrolio ed un prezzo base fissato nel 1979 e aggiustato solo sull'inflazione. Quest'atto normativo, nella sua sezione 29 stanziava degli incentivi economici a chi avesse investito nella ricerca di fonti fossili non convenzionale come shale, tight, coalbed, methane gas, da biomasse e dal carbone, per favorire la produzione nazionale di energia. Nello specifico gli incentivi ammontavano a mezzo dollaro per ogni migliaio di metri cubi di gas non convenzionale prodotto.

Tutto ciò fece da sprone alla ricerca di shale gas nel Bacino del Michigan, in Illinois e nel nord Texas (Forth Worth Basin) da parte di Mitchell Energy & Development Co nel 1981. Nonostante la fine degli incentivi nel 1992 con l'amministrazione Clinton, alcuni operatori continuarono ad investire nello shale: miglioramenti tecnologici, allargamento delle conoscenze che guidano la produttività e ciò permise allo sfruttamento della risorsa di restare attrattivo. Comunque una larga porzione di gas non convenzionale non prese piede fino al 1990, quando le condizioni di mercato migliorarono. Il tagliente declino della crescita di riserve di gas convenzionale, specialmente nel Golfo del Messico, e le scoperte di gas insufficienti a rimpiazzare le riserve, condussero ad un gap d'offerta mentre la domanda stimolata anche da bassi prezzi, crebbe rapidamente.

I prezzi negli anni '90 sono scesi a causa del gap d'offerta causato dalla scarsità di risorse di gas convenzionale. Nel 2000 la Mitchell si gettò nell'avventura del giacimento di Barnett Shale in Texas. Dopo molte difficoltà iniziali ebbe successo, dimostrando che gli immensi giacimenti di shale gas degli Stati Uniti potevano essere sfruttati. Fu l'inizio di una rivoluzione silenziosa che gli esperti e grandi compagnie petrolifere trascurarono a lungo. A partire dalla regina delle multinazionali del petrolio, la Exxon, tutti ritenevano che si trattasse di una bolla destinata a sgonfiarsi presto per varie ragioni: il gas effettivamente recuperabile era solo una minima frazione di quello contenuto nei giacimenti, la produzione inizialmente fluiva impetuosa, ma declinava altrettanto rapidamente ed i costi non sembravano remunerativi nel lungo termine. Le aspettative che questa situazione creò spinsero in alto i prezzi e stimolarono un maggior interesse nel commercio di gas non convenzionale. È importante rilevare che il quadriennio 2004-2008, corrispondente al boom dello shale gas è stato straordinario in termini d'aumento di prezzi e concessione di prestiti. Fu allora che gli USA iniziarono la vera transizione al

gas non convenzionale. Fu in questo contesto che molteplici piccole imprese americane, più lungimirante, sfidarono la nuova frontiera sostenute da fondi privati: banche e private equità. Perforando nuovi giacimenti in altre parti del paese ad un ritmo incalzante: 1300 pozzi ogni dieci giorni. Così partendo da 0 nel 2000, la produzione di shale e tight gas superò i 100 miliardi di metri cubi già nel 2010. Si noti che, a questo proposito, solo l'Italia in un singolo anno ne consuma circa 85 miliardi. Nel frattempo anche le grandi multinazionali si erano gettate sullo shale gas, ma lo avevano fatto nel momento peggiore: il 2009, anno in cui i prezzi erano più alti. In quell'anno la Exxon comprò la più grande società produttrice di shale gas, la XTO, pagandola oltre 40 miliardi di dollari. Poco dopo i prezzi ricaddero a picco. Intanto, però, il coraggio della piccola-media industria pioniera aveva già preso di mira anche lo shale oil. Fino al 2007 si era pensato che fosse impossibile estrarre petrolio da questa formazione poiché la sua molecola (più grande di quella del gas) non avrebbe potuto fuggire dai pori di pochi nanomicon di rocce a bassissima permeabilità. Tuttavia tra il 2006 ed il 2007, nuovamente una media compagnia petrolifera, la EOG resource, ripeté l'esperimento della Mitchell su un immenso giacimento di shale oil, quello di Bakken in North Dakota ed ebbe risultati estremamente positivi: il petrolio fluiva in quantità significative.

### 6.8 Estrazione dello shale gas ed uso

Lo sviluppo e l'estrazione dello shale gas prevede cinque tappe fondamentali:

- *Identificazione della risorsa di gas*: durante questo processo l'azienda interessata comincia ad avviare delle indagini di prospezione in alcune regioni, individuandole tramite studi geologici, microsismici e penetrazioni confinate;
- *Sondaggi preliminari*: la misura della portata delle formazioni di gas è misurata tramite indagini sismiche. Sono analizzate le caratteristiche geologiche come faglie e fratture che possano incidere sul pozzo. L'iniziale perforazione verticale comincia a stimare le proprietà della risorsa di shale gas. Normalmente vengono raccolti i campioni più importanti;
- *Trivellazione per progetto pilota (Pilot project drilling)*: inizialmente si perfora orizzontalmente per determinare le proprietà del bacino e le migliori tecniche d'estrazione. La perforazione verticale a sua volta, continua là, dove ci sono potenziali riserve di shale gas. È la compagnia interessata ad eseguire i test di produttività iniziale;
- *Test per progetto pilota (pilot production testing)*: vengono perforati pozzi multipli orizzontali su di un singolo strato facenti parte di un intero progetto pilota. Le tecniche di perforazione sono ottimizzate tra cui la trivellazione, la fatturazione idraulica multistrato ed i sondaggi microsismici. A questo punto l'azienda inizia la progettazione e l'acquisizione della servitù di passaggio dell'impianto stesso;
- *Sbocco commerciale*: a questo punto, l'azienda coinvolta prende decisioni di vendita per procedere.

Il primo passo nel recupero della risorsa consta nella bonifica del terreno e nella predisposizione di un pozzo di supporto al punto di prelievo; allo stesso tempo sono necessari diversi container per l'acqua (ci vogliono dai 10.000 e dai 32.000 metri cubi d'acqua e dai 160 ai 650 metri cubi di agenti chimici) e l'eventuale fango che viene raccolto.

## 6. LO SHALE GAS

	Consumo d'acqua	
	Produzione	Raffinazione
<b>Gas naturale</b>		
Gas convenzionale	0.001-0.01	
Gas convenzionale con fracking	0.005-0.05	
Tight gas	0.1-1	
Shale gas	2-100	
<b>Olio</b>		
Olio convenzionale	0.01-50	5-15
Olio convenzionale con fracking	0.05-50	5-15
Light tight oil	5-100	5-15

Tabella 6.1: Consumo d'acqua durante la produzione di gas ed olio non convenzionale Fonte:IEA

Viene quindi iniettata una acqua, sabbia ed additivi chimici che, grazie alla forte pressione alla quale sono iniettati provocano la rottura degli strati rocciosi e la fuoriuscita del gas. Il gas ricavato è poi immagazzinato in cisterne di stoccaggio e poi attraverso gasdotti o navi gasiere trasportato ai mercati. Poiché questi scisti sono caratterizzati da una bassissima permeabilità è necessaria una stimolazione mediante fratturazione per ottenere un efficace prelievo del gas. Questa procedura che è la stessa usata nei test per progetto pilota, è detta appunto fratturazione idraulica o fracking. La fratturazione idraulica è una pratica di stimolazione degli strati rocciosi usata per creare una permeabilità addizionale in una formazione geologica di bassa permeabilità, così da permetter al gas di fuoriuscire più facilmente dal bacino. Quest'ultima consta di un'iniziale trivellazione verticale per raggiungere le fratture più profonde e poi una perforazione orizzontale. È a questo punto che un sistema multi pompe inietta il fluido di fratturazione nel terreno in diversi momenti in modo da rompere la roccia e creare una via d'uscita che permetta al gas di raggiungere la superficie. Il fluido è iniettato ad una pressione maggiore della pressione di fratturazione e tutto il sistema è soggetto ad una pressione elevata che comporta che il fluido non rimanga nella formazione fratturata ma sia sospinto in superficie. In questo modo è trattata e riutilizzato per un secondo ciclo di questo tipo. La percentuale di fluido che può essere riutilizzata varia fino ad un massimo del 50% della quantità iniettata. La propagazione della fratturazione idraulica della roccia è controllata localmente dallo stress in situ, dalla consistenza della roccia e dalla pressione del fluido nei pori interstiziali. Le fratture possono essere classificate come da carico, da tensioni tangenziali o ibride. È importante rilevare che il processo di fratturazione non può controllare il tipo di fratture che vengono riattivate o riaperte, perché dipendono da una complessa interazione tra le proprietà fisiche delle rocce e dallo stress in situ, dalla pressione del fluido interstiziale e dalle pre-esistenti fratture.

Una volta che il trattamento è terminato il pozzo entra in una fase di produzione attiva che può durare fino a 30 anni e più. La produzione inizialmente abbondante segue poi una curva discendente con un tasso annuo che decresce costantemente. Questo processo comunque non è nuovo, al contrario sono decenni che già viene praticato. La prima applicazione commerciale della pratica usata come nuova tecnologia di trattamento di un pozzo avvenne in Kansas occidentale nel 1947, usando il surplus di napalm da guerra come fluido di fratturazione. Nonostante un inizio improduttivo, l'aggiunta di proppant negli anni '60 ha permesso alle industrie d'ottenere indici di flusso migliori e la diffusione della pratica. Oggi esiste una vasta gamma di trattamenti di

fracking che coinvolgono soprattutto riserve di gas non convenzionale e la pratica è ormai una tecnologia di routine. Vista la grande attenzione mediatica sui possibili risvolti ambientali, si ritiene importante approfondire la composizione chimica dei processi che compongono la fratturazione idraulica. Il fracking infatti implica il pompaggio di un fluido di fratturazione mentre la trivella procede tra le rocce. Questo fluido è composto approssimativamente dal 90% d'acqua, dal 9,5% di sabbia e dallo 0,5% di prodotti chimici come acidi, cloruri, isopropanolo, sali ed etilenti. L'acqua rompe la roccia, la sabbia e gli agenti chimici impediscono che le fratture create si richiudano o implodano e favoriscano la fuga in superficie di gas e petrolio. Questo liquido viene solo in parte recuperato e trattato, lasciando non poche perplessità su quante sostanze chimiche restano invece intrappolate nelle profondità della terra. Non solo: l'alta pressione alla quale questi fluidi sono iniettati non da certezza sulla direzione esatta di tutti gli additivi chimici, aumentando il rischio di un probabile inquinamento delle falde acquifere o di bacini idrici profondi. Oltre alla riflessione ambientale ne sorge una più pragmatica e di opportunità. Infatti, come si evince dalle sequenze prima illustrate, ogni pozzo di shale è unico nel suo genere e nella sua composizione geologica. Ciò fa sì che l'esplorazione, la prospezione ed il commercio di shale gas non siano processi standard uguali per ogni regione. La singolarità di ciascun pozzo implica che potrebbero volerci numerosi anni per trovare il miglior modo di sfruttare una determinata area o zona e, soprattutto, alcuni interventi possono partire con progetti di piccola scala per poi allargarsi su aree più vaste. In aggiunta, vista la variabilità geofisica di questi bacini, varia anche la quantità di fluidi chimici utilizzati e questa è tenuta segreta dal diritto di proprietà del pozzo d'estrazione. Infine vi è da considerare l'importante questione legata all'uso legale del terreno. Nell'Unione Europea, infatti, gli stati membri detengono i diritti di sfruttamento del sottosuolo; tuttavia la superficie rimane proprietà del proprietario del terreno. Questo significa, da un lato, che il proprietario non rilascia a servitù di passaggio se non ricompensato da un adeguato indennizzo, dall'altro lato che l'azienda è obbligata a rivolgersi ai tribunali competenti affinché questo permesso sia garantito legalmente. Tutto ciò può essere lungo ed oneroso per l'azienda in questione. In particolare, per lo shale gas, questo procedimento risulta essere eccezionalmente problematico poiché la particolare mappatura della risorsa richiede analisi su vaste regioni. Questi costi, inoltre, variano naturalmente tra le zone del globo, poiché diverse sono le procedure di tassazione negli Stati.

Si noti che negli Stati Uniti, invece, diversi stati consentono ad alcuno proprietari di mantenere diritti di superficie e ad altri di mantenere i diritti d'estrazione di gas e di minerali dal sottosuolo. I possessori di questi diritti sul sottosuolo hanno la possibilità di utilizzare la superficie per accedere alle risorse del terreno. Questo ha portato a diversi conflitti con i proprietari del terreno che rallentano lo sviluppo dell'utilizzo della risorsa. Questo problema è particolarmente acuto nelle aree dove non ci sono state attività d'esplorazione del sottosuolo e dove i proprietari terrieri non capiscono la separazione di questi diritti di usufrutto. Infatti, i proprietari che non possiedono diritti del sottosuolo devono consentire non solo di avere un pozzo nella loro proprietà, ma anche sopportare la perdita di terreno agricolo, la diminuzione di valore della proprietà ed eventuali emissioni sonore ed atmosferiche dovute alle estrazioni. Essi ricevono comunque un indennizzo che tuttavia non compensa qualsiasi perdita di valore della proprietà. In Pennsylvania dove lo stato possiede il 20% dei diritti del sottosuolo, vi è un dibattito aperto se le compagnie estrattive possano essere autorizzate all'estrazione da suolo pubblico. Un altro diritto piuttosto discusso negli Stati Uniti è il cosiddetto "forced pooling" che permette di poter accedere al gas naturale in alcuni terreni senza il permesso dei proprietari, sebbene questi possiedano diritti sul sottosuolo. Questo accade poiché i perforatori possono accedere al gas di

una riserva comune solo se ne hanno affittata una percentuale dell'intera area, e inoltre possono accedere mediante pozzi orizzontali al gas di un'area che non è stata data loro in affitto. I proprietari dei diritti sul sottosuolo, comunque ricevono un indennizzo adeguato, e anche se questo "forced pooling" sembra più adatto per i gas convenzionali, che non necessitano della fratturazione per l'estrazione è uno strumento molto efficace per minimizzare l'impatto sulla superficie ed ottenere il massimo sviluppo della risorsa. L'andamento della globalizzazione dello shale gas ed il suo impatto sul mercato nell'immediato futuro dipenderanno soprattutto dalle politiche a livello locale e nazionale, poiché molte nazioni sembrano preoccupate dell'utilizzo della fratturazione idraulica e del suo impatto sulle risorse naturali come sui corpi idrici.

### **6.8.1 L'estrazione del petrolio dalle sabbie bituminose mediante la coltivazione dei giacimenti a cielo aperto**

In un recente passato (2009) lo sfruttamento per l'estrazione del petrolio da strati semisuperficiali di sedimenti scistosi sottostanti la coltre boscosa dei monti Appalachi aveva portato allo sventramento (decapsulamento), mediante esplosivi, delle cime e dei pendii per mettere allo scoperto i giacimenti e sfruttarli direttamente a cielo aperto con gli impianti d'estrazione del petrolio dagli scisti mediante acqua calda, senza le spese di trivellazione. Ciò aveva suscitato forti proteste degli ambientalisti per il disastro ecologico causato anche dall'accumulo di rifiuti tossici sui terreni sottostanti e nell'alveo dei fiumi Susquehanna e Delaware. L'inquinamento si aggiunge a quello secolare causato dall'estrazione a cielo aperto di carbone dalle cime decapsulate, oggetto di simili proteste. In tutti questi casi vi sono state immissioni in atmosfera, mai valutate di gas serra, metano o altri inquinanti. Analogamente, nell'Alaberta canadese, lungo il fiume Athabaska, sono state distrutte intere praterie e boschi con l'intento di emungere olio greggio dal bitume e si sta costruendo un apposito oleodotto per trasportare direttamente l'olio greggio verso gli impianti d'estrazione e raffinazione dal lontano Texas, oppure verso le più vicine coste del Pacifico, traforando le Montagne Rocciose. Questi oleodotti hanno già dato prova di scarsa tenuta su percorsi più brevi. Le osservazioni dai satelliti mostra come dal 1984 ad oggi, ma lo sfruttamento era cominciato nel 1967, la devastazione dell'ambiente si è estesa anno per anno, interessando altri siti e creando sempre più ampi bacini di decantazione delle acque calde usate per fondere il bitume ed estrarre l'olio e contenere gli scarti di lavorazione. Alcune fosse hanno raggiunto quasi i 100 metri di profondità e stanno liberando nell'aria anidride solforosa, ossidi di azoto, idrocarburi volatili e polveri fini, oltre ad anidride carbonica. Solo da poco le autorità canadesi stanno ottenendo di far bonificare tali bacini.

### **6.8.2 Estrazione tramite perforazione orizzontale e fracking**

Per l'estrazione dello shale gas si usano due tecniche: la trivellazione orizzontale controllata ed il fracking idraulico. Queste due sono tecniche conosciute da tempo nel campo petrolifero, ma solo da un decennio si è scoperto che usandole insieme si può estrarre il gas intrappolato negli scisti ed altri idrocarburi non convenzionali. Un processo invasivo per l'estrazione di petrolio dagli scisti bitumasi o di Tight gas, coalbed methane e specialmente shale gas. Sia il tight gas che lo shale gas sono giacimenti di gas non convenzionali costituiti da rocce calcaree, arenarie, quarzo ed argilla: quando l'argilla è prevalente si chiama shale, altrimenti è detto tight.

In un pozzo tradizionale, la trivella scende in verticale, accompagnata da grandi quantità di fluido di perforazione che ne diminuisce l'attrito, raffredda l'attrezzatura e tiene in pressione il pozzo. Durante l'esecuzione di un pozzo, nella prima parte del percorso, attraversa una o più

## 6.8. ESTRAZIONE DELLO SHALE GAS ED USO

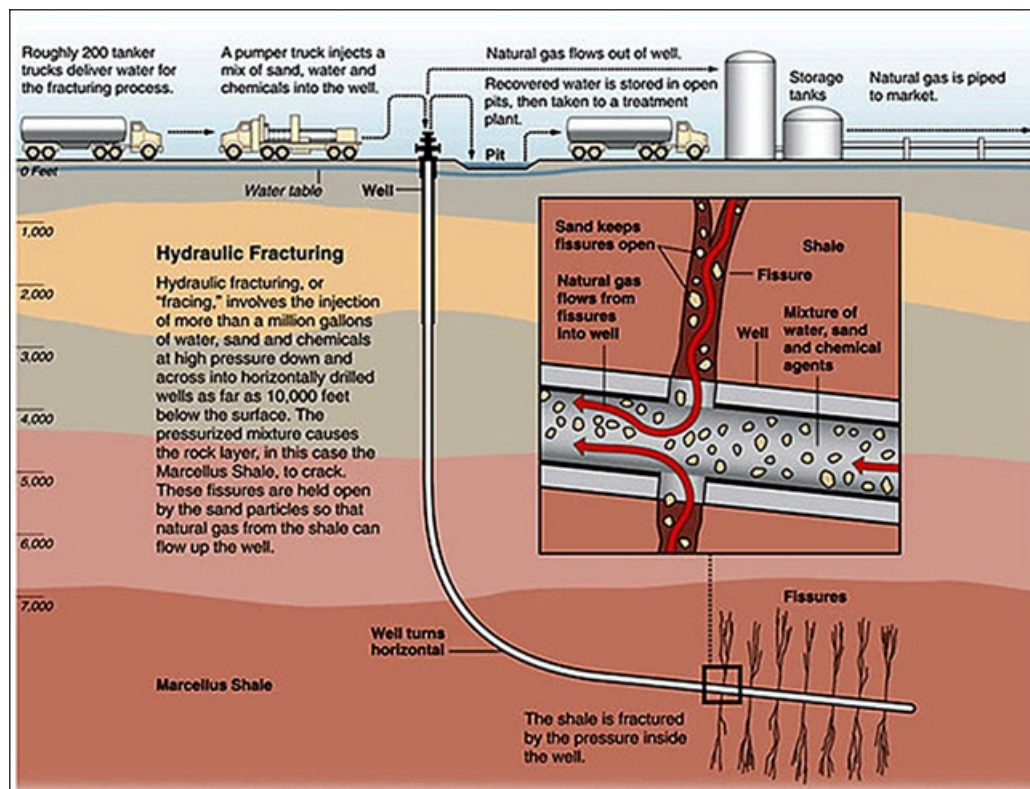


Figura 6.8: Sequenze nel fracking Fonte:ProPublica

falde acquifere e per tale motivo viene usata la tecnica del casing: una sorta di cappotto d'acciaio e cemento inserito nel pozzo per renderlo a tenuta stagna ed impedire che il gas, il petrolio o il fluido di perforazione, entrino a contatto con l'acqua di falda destinata all'uso umano inquinandola gravemente. Per estrarre lo shale gas o l'olio, a tutto questo si aggiunge una seconda ed una terza fase. Una volta eseguita una trivellazione verticale, essa viene fatta progressivamente deviare finché la testa fresante non si troverà a perforare in orizzontale, rispetto al piano campagna, in direzione del giacimento roccioso. La trivellazione orizzontale sarà eseguita per tutto il percorso previsto all'interno del giacimento. Terminata la fase di trivellazione orizzontale all'interno dello scisto, si inserisce dell'esplosivo al fondo del perforo realizzato dalla trivella che fatto brillare, fratturerà la roccia creando delle fosse spaccature nell'intorno del perforo stesso. Questo processo di fratturazione della roccia mediante l'impiego di esplosivo, non viene eseguito una sola volta, ma ripetuto più e più volte lungo tutta la linea di trivellazione orizzontale eseguita. Generalmente si effettua la fratturazione della roccia con esplosivo ogni 20 metri di cavo orizzontale partendo, come già detto, da fine foro di trivellazione e procedendo a passo di gambero fino all'inizio del tratto orizzontale trivellato. Ad ogni singolo brillamento eseguito si pompa ad altra pressione dell'acqua con sabbia ed agenti chimici (in sostituzione della sabbia è molto usato il proppant) al fine di fratturare ulteriormente lo scisto e liberare il gas o l'olio che contiene. Questa procedura viene ripetuta diverse volte (circa ogni 20 metri) e dopo ogni esplosione si fanno indietreggiare le aste di trivellazione attraverso le quali viene posizionato l'esplosivo ed iniettato il fluido ad alta pressione. Per ogni brillamento eseguito ed al termine del pompaggio dell'acqua e sabbia ad alta pressione, si isola la sezione con un "tappo" di acciaio in modo che il gas o il greggio non fuoriesca invadendo il pozzo. Si ripetono queste operazioni di brillamento, pompaggio ad alta pressione di acqua e sabbia, isolamento della sezione del

## 6. LO SHALE GAS

---

cavo fino a completare tutto il tratto di trivellazione orizzontale. Le sezioni chiuse con i tappi in acciaio saranno aperte una o più volte a seconda della quantità di gas/olio presenti nel giacimento ed una volta che tutte le operazioni di fracturing sono state completate e si è pronti in superficie per le varie operazioni di estrazione, trattamento del gas/olio, storage o spedizione tramite pipeline.

Volendo fornire degli ordini di grandezza in termini di profondità del pozzo verticale e di lunghezza della trivellazione orizzontale, possiamo dire che oggi generalmente le lunghezze si uguagliano. In pratica, siccome un pozzo verticale in giacimenti non convenzionali si aggira tra i cinque mila ed i sei mila metri di profondità, altrettanto lunga, in metri, può essere la trivellazione orizzontale in direzione del giacimento. Il costo di un solo pozzo, invece, s'aggira dai 5 ai 10 milioni di dollari a seconda della complessità.

C'è da dire che quasi sempre le società petrolifere eseguono, partendo dalla trivellazione esistente, altre trivellazioni orizzontali in modo da fratturare il più possibile la roccia nell'intorno del pozzo verticale. In questo modo, da un solo pozzo visibile in superficie, si possono realizzare anche 10 perforazioni orizzontali a 360° rispetto alla parte verticale e, quindi, dieci vie d'uscita per il gas/olio. Ognuna delle quali implica varie cariche di esplosivo e conseguentemente pompaggio di fluido. Nel fluido utilizzato per fratturare ulteriormente la roccia, possono essere impiegate per il fracking anche delle microsferiche di ceramica (proppant). Il proppant viene pompato ad alta pressione insieme al fluido, al fine di saturare le fratture create facendo sì che esse non si richiudano (avendo quindi una funzione di puntellamento, altrimenti detta poppino). Le fratture riempite con il proppante mantengono, quindi, un canale permeabile attraverso il quale gli idrocarburi possono fluire liberamente aumentando la produzione di olio e gas recuperabile attraverso il pozzo. Da considerare che un pozzo di shale gas già dopo un anno di produzione ha esaurito più del 50% della sua capacità, quindi, per poter mantenere costante la produzione, occorre continuare a perforare (e per tale ragione vengono eseguite più perforazioni orizzontali da uno stesso pozzo verticale visibile in superficie). La sabbia ed altri materiali sempre a base di sabbia, sono diventati i più conosciuti ed economici tipi di proppante utilizzate grazie anche alle loro disponibilità ed il loro basso costo. Tuttavia, uno studio sui tassi di produzione pubblicati dalla Society of Petroleum Engineers, ha dimostrato che la concentrazione, la forma e le dimensioni uniformi del proppante ceramico, offrono prestazioni più elevate rispetto ai proppanti tradizionali consentendo una migliore produzione di gas e petrolio in differenti condizioni geomorfologiche del giacimento.

Il mix di sostanze usate per confezionare il fluido da iniettare ad alta pressione nelle fessure della roccia per aprirle e consentire la fuoriuscita del gas o dell'olio è solitamente formato al 99,5% da acqua e sabbia (o proppante ceramico) e nel restante 0,5% sono contenute sostanze chimiche tra le quali alcune molto pericolose come ad esempio:

- Cloruro di idrogeno (E507);
- Glutarandehide (G5882);
- N,N-Dimethylformaldeide;
- Distillato di petrolio;



## 6.8. ESTRAZIONE DELLO SHALE GAS ED USO

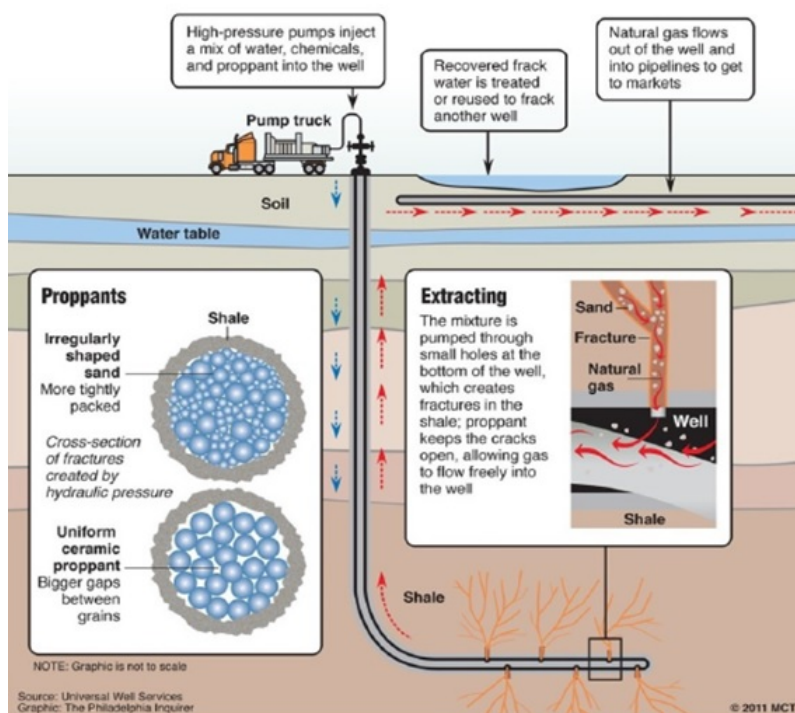


Figura 6.9: Schematizzazione delle differenze tra il proppante a base di sabbia e quello ceramico  
Fonte: Massimo Chiarelli-Esperto in tecniche avanzate di scavo in sottterraneo

- Metildrossetilcellulosa;
- Acido citrico;
- Tiourea;
- Cloruro di Potassio;
- Carbonato di Sodio;
- Carbonato di Potassio;
- Glicoletilene;
- Isopropanolo;
- Carbossimetilcellulosa.

Queste sono solo una parte delle sostanze più usate, ma ne esistono tantissime altre. Alcune di queste sostanze risultano innocue, ma altre sono estremamente pericolose. Da tener presente che il fluido di perforazione è differente dal fluido iniettato ad alta pressione dopo ciascuna operazione di brillamento. Entrambi vengono iniettati dalla superficie esterna del pozzo attraverso le aste di perforazione, ma essi sono di diversa natura chimico-fisica pur avendo entrambi una prevalente componente d'acqua. Infatti il fluido di perforazione serve principalmente a questa operazione della appunto di trivellazione e apertura/stabilità del perforo mentre, il fluido iniettato ad altissima pressione a cavo eseguito, serve essenzialmente alla fratturazione ulteriore della roccia non ancora completamente fratturata dalle operazioni di trivellazione e dalle cariche esplosive. In quest'ultimo fluido, confezionato al 99,5% da acqua e dal restante 0,5% da

sostanze chimiche, è contenuto anche il proppant avente la funzione descritta precedentemente.

Abbiamo fatto accenno alla tecnica del casing, usata durante le operazioni di trivellazione al fine di rendere il pozzo a tenuta stagna. Infatti, in fase di apertura del pozzo, la trivella attraversa spesso vene d'acqua dolce che può entrare a contatto con gli stessi fanghi di perforazione: il rischio che l'acqua di falda possa venirsi a trovare a contatto con detti fluidi è alto così come è alto anche che lo shale gas e lo shale oil possano entrare a contatto con l'acqua. È da ricordare che le quantità di metano perse durante il fracking sono superiori a quelle legate all'estrazione del gas convenzionale con ordini di grandezza che variano dal 35% al 100% in più. Non per ultimo è da considerare la perdita di gas legate al flaring, ovvero la pratica utilizzata nei processi estrattivi di bruciare in torcia (flare) il gas in eccesso uscito dal pozzo al fine di far sfogare i picchi di pressione e quindi evitare esplosioni. È prassi comune bruciare il gas in eccesso a canna libera, senza alcun filtro e direttamente in atmosfera. Un ulteriore aspetto legato a questo rivoluzionario processo estrattivo da giacimenti convenzionali, è quello della radioattività indotta. Negli Stati Uniti, ad esempio, è permesso usare materiale radioattivo durante il fracking idraulico delle rocce perché permette di tracciare le fessurazioni e a trovare gas. Il materiale radioattivo generalmente usato è costituito da polveri di Americio-241/Berillio, ma non di rado sono usati anche Cromo, Cobalto, Iodio, Zirconio, Potassio, lantanio, Rubidio, Scandio, Iridio, Krypton, Xenon e Manganese. In pratica si usano sorgenti portatili di neutroni.

### 6.9 Il parere degli operatori

Gli operatori del settore hanno pareri diversi e contrastanti in quanto, alcuni pensano che sia un fenomeno che è esploso in questi anni e che presto assumerà minor importanza, mentre altri sono consapevoli che la scoperta e l'estrazione dello shale gas modificherà gli attuali equilibri energetici. Molti operatori ritengono che, con le attuali tecnologie, non è giustificabile l'investimento a causa di un costo energetico molto elevato durante la fase di produzione. Inoltre non si hanno conoscenze ancora chiaramente gli effettivi impatti ambientali e gli ambientalisti cercano di fare leva sull'opinione pubblica per rallentare l'espandersi del fenomeno. Sono comunque tutti d'accordo nell'affermare che in Italia non dilagherà il fenomeno, sia per la bassissima presenza di giacimenti sia per la densità della popolazione. Si potrà quindi avere uno sviluppo nell'Europa Orientale mentre sicuramente è in corso una rivoluzione energetica negli USA dove si hanno vasti territori disabitati. Sottolineano infine che la quantità di break-even nel caso di estrazione di gas non convenzionale è maggiore rispetto al gas tradizionale.

---

## Capitolo 7

### Conclusione

Il gas giocherà un ruolo sempre più importante in tutto il mondo, trainato sia dall'aumento della domanda globale sia dalla ricerca di avere fonti energetiche sostitutive al carbone, al petrolio e, soprattutto in Europa, alla fissione nucleare. Al 2035 ci si aspetta una crescita dell'1,7% dei consumi globali di gas naturale fino ad arrivare a 2035 miliardi di metri cubi all'anno. Questa crescita di domanda sarà soddisfatta da diversi paesi, con l'ausilio sempre maggiore di risorse non convenzionali che presenteranno una crescita d'uso sempre maggiore (+6,5%) e sarà uno dei fattori principali nello spostamento degli equilibri di fornitura internazionali. In tutto ciò l'Europa vedrà un calo significativo della produzione interna (-3,3%) con una crescita della domanda che s'attesterà attorno all'1%. In particolare, nel nostro Paese, il ruolo del gas naturale giocherà negli anni futuri un ruolo estremamente importante e cruciale nella fornitura energetica. In particolar modo in Italia il gas risulterà nei prossimi anni una delle fonti principali da cui ottenere energia, non solo, assieme alle fonti rinnovabili, per ottenere energia elettrica, ma anche per il riscaldamento e per i trasporti. Risulta quindi determinante per l'Italia riuscire a sfruttare le proprie riserve interne oltre che ad utilizzare le importazioni per soddisfare il proprio bisogno interno.

Come si è potuto vedere l'esplorazione e l'estrazione di gas naturale in Italia hanno subito una battuta d'arresto; infatti dal 2004 al 2013 si è constatata una riduzione di 5.216.086.015 di metri cubi, dovuta soprattutto alla diminuzione delle produzioni a mare localizzate nel nord dell'Adriatico (Zona A). A prova di ciò la produzione a mare ha subito una discesa, nel periodo di riferimento, di 5.254.765.966 metri cubi di gas di cui 3.244.909.398 solo nella zona A. La produzione a terra, invece, è rimasta sostanzialmente costante anche se si può notare come sia rimasta costante negli anni ed abbia subito una battuta d'arresto solo nel 2009 dovuto principalmente ad un calo di produzione localizzato nella Basilicata. L'Italia, tuttavia, avrebbe riserve per oltre 100 miliardi di metri cubi classificabili in certe e probabili, che tuttavia non presentano un grado soddisfacente di sfruttamento in quanto la disapprovazione popolare verso la loro utilizzazione molte volte indotta da motivazioni particolaristiche e la burocrazia, lenta e pesante, non permette alle aziende presenti d'investire di buon grado nel nostro Paese. Ad aggravare la situazione presente è la tassazione, eccessivamente onerosa rispetto ad altri paesi europei che, unitamente ai ritardi dovuti alla burocrazia, rendono le attività d'esplorazione ed estrazione eccessivamente lunghe, onerose e poco profittevoli. Basti pensare che in Italia, dalla scoperta del giacimento alla messa in produzione, si impiega mediamente il doppio rispetto agli altri paesi europei. L'industria italiana lamenta da anni queste criticità, tuttavia la situazione politica instabile e il susseguirsi di governi molto diversi politicamente, in un contesto di crisi economica non sottovalutabile, ha portato a non considerare le difficoltà presenti in questa industry. Dalle interviste con gli operatori è emerso come questa situazione stronchi lo sviluppo del Paese e le

## 7. CONCLUSIONE

---

grandi possibilità che deriverebbero da uno sviluppo costruttivo e controllato del settore estrattivo in Italia; infatti innanzitutto si diminuirebbe la dipendenza energetica dall'estero che grava sul bilancio statale in modo molto pesante e in aggiunta si creerebbero posti di lavoro anche nelle imprese collegate a questa attività, contribuendo quindi ad un'auspicabile ricrescita economica. Ovviamente l'ambiente rimane una risorsa da salvaguardare anche in virtù del fatto che l'Italia ha un patrimonio naturale invidiabile nel mondo. L'obiettivo non dovrebbe quindi essere quello di uno sviluppo massiccio e incontrollato degli impianti di estrazione, ma uno sviluppo in rispetto alle normative ambientali italiane che risultano una tra le più garanti dell'ambiente tra le nazioni europee. Quindi i fenomeni ambientalisti sempre più divaganti dovrebbero essere smorzati da una maggiore collaborazione tra Stato, territorio interessato e azienda alla quale è stato affidato il permesso esplorativo o di coltivazione. Infatti, spiegare alla popolazione i benefici derivanti dall'estrazione, le fasi dell'operazione e le precauzioni che si adottano per salvaguardare l'ambiente in modo trasparente, potrebbe essere la chiave per risolvere questi fenomeni in modo ragionevole. Inoltre una diversa ripartizione delle royalties potrebbe favorire l'approvazione delle singole regioni o comuni. Infatti se le royalties venissero in parte pagate ai comuni e le aziende sfruttassero la manodopera locale, o le aziende del luogo, le ricadute non solo a livello nazionale ma anche a livello locale sarebbero maggiori. Inoltre le imprese beneficerebbero sicuramente del dialogo con gli enti locali, in quanto sarebbero minori i ritardi durante le operazioni, e, unito al fatto di maggiori aree a disposizione per l'estrazione, riuscirebbero anche localmente ad avere un maggiore sviluppo che si tradurrebbe nella creazione di una rete di fornitori di materiali ed attrezzature e di clienti più ampia. Le aziende estrattive e i sostenitori degli idrocarburi italiani auspicano lo sblocco del settore anche in conseguenza del decreto n. 133 approvato nello scorso settembre per rilanciare l'esplorazione e la produzione di idrocarburi, convertito in legge l'11 novembre 2014. Un altro fattore che ha sicuramente ostacolato l'espansione del settore estrattivo in Italia sono state le politiche del passato, eccessivamente protezioniste a favore della compagnia di Stato, che hanno scoraggiato e sfavorito investimenti esteri. In particolar modo la zona d'esclusività dell'ENI ha garantito aree estremamente profittevoli alla società di Stato, lasciando altri giacimenti di minor importanza ai competitor. La presenza di questa zona unito alle concessioni pluriennali della società ha fatto sì che l'azienda non solo si vedesse assegnata per numerosi anni le aree più profittevoli, ma anche che potessero essere sfruttate per moltissimo tempo. Anche se i recenti sviluppi hanno sicuramente provato ad ammorbidire questa situazione, si sono rivelati non sufficienti a favorire uno sviluppo coerente del settore estrattivo; infatti il ruolo della compagnia di Stato rimane troppo presente nella produzione nazionale non solo come proprietario singolo dei vari pozzi ma anche come partner nelle varie concessioni, sia direttamente sia tramite le sue società controllate. I competitor della compagnia di Stato risultano avere una quantità estratta di gas troppo piccola rispetto alle quantità estratte dalla compagnia di Stato, e molte volte sono piccole compagnie o piccole filiali di grossi gruppi. Difficilmente la situazione potrà cambiare nell'immediato, tuttavia è possibile che nei prossimi anni aumenti la produzione nazionale grazie anche ai vari sforzi in corso per accentrare il potere decisionale dello Stato in materia energetica, eliminando così numerosissimi contenziosi derivanti dall'ambito locale. Attualmente infatti sono nate diverse polemiche derivanti dal fatto che le Regioni non potranno più occuparsi della materia energetica ma deve essere lo Stato centrale a farlo. Il fattore tempo diventa sempre maggiormente un fattore critico nella ricerca di un uso sostenibile dei bacini d'idrocarburi nazionali, infatti altre nazioni come la Croazia, si stanno già muovendo per riuscire a sfruttare i bacini dell'Adriatico del nord, la zona di maggior presenza del gas marino italiano. Risulta comprensibile che un'azione forte e rapida del governo sia indispensabile per riuscire a dare impulso al settore estrattivo, favorendo

la presenza italiana in bacini che sono a cavallo tra due stati. Sicuramente un ruolo importante, per l'approvvigionamento energetico italiano sarà giocato dalla riuscita o meno della creazione dell'hub del gas italiano, che come precedentemente spiegato, porterebbe ad una diversificazione delle fonti d'importazione di gas naturale. Inoltre esso, favorito dalla fine dell'uso di contratti take-or-pay, favorirà l'accrescimento d'importanza del PSV, e con esso vi sarà la possibilità di svincolarsi dai prezzi fissati per lunghi anni, garantendo un prezzo in linea con il mercato.

In Italia è anche da notare come risulti un problema, non presente solo a livello di exploration & production, la mancanza d'aziende tecnologicamente avanzate e specializzate in settori d'avanguardia in supporto all'estrazione. Parlando con i vari operatori è emerso come le attrezzature più moderne e tecnologicamente avanzate non sia prodotte in Italia. Questo fattore influenza pesantemente i costi delle aziende che si occupano d'estrazione che si vedono da un lato costrette ad importare macchinari costosi dall'estero a condizioni che non sono sempre favorevoli, dall'altro non permettono delle ricadute positive in tal senso sulle comunità locali che vedono l'estrazione di gas non come un'opportunità di sviluppo e di creazione di posti di lavoro, ma solo come una devastazione del territorio. Inoltre, l'assenza di un'industria che si occupi della produzione di prodotti tecnologicamente d'avanguardia, porta al Paese una serie di ricadute negative che si ripercuotono in termini di occupazione e d'introiti per lo Stato. Si noti anche che le industrie italiane che si occupano di fornitura di materiale a supporto dell'estrazione risultano estremamente di piccola entità rispetto ai competitor internazionali e risultano costrette ad un piccolissimo bacino di clientela, moltissime volte collegato all'azienda di Stato.

Anche se la Commissione Europea ha espresso una serie di considerazioni negative a riguardo, risulterà interessante come l'uso di risorse non convenzionali possano modificare i mercati mondiali e come possano far variare i prezzi e gli equilibri di fornitura. Infatti, seppur gli Stati Uniti diventeranno il primo produttore al mondo di shale gas, questo idrocarburo è presente in quantità significative anche nell'est Europa, e la sua estrazione avrebbe ripercussioni rilevanti sui contratti di fornitura. Risulterà inoltre importantissimo lo sviluppo tecnologico che il fracking subirà in questi anni, infatti se si riuscirà ad evitare un decadimento dei pozzi così rapido e si permetterà di disperdere minori quantità d'idrocarburi, la sua produzione, già prevista come molto importante nel mix mondiale, porterà a variazioni significative nel mercato del gas. Importante sarà anche riuscire a cogliere le enormi quantità di shale gas che arriveranno dal Nord America. Risulta sempre più evidente come per l'Europa risulti importante avere una rete estremamente diversificata e garantita di fornitura, grazie anche allo sfruttamento delle dei rigassificatori posti sulla costa Atlantica del Portogallo, della Spagna e della Francia. La possibilità di utilizzare il gas derivante da fonti non convenzionali è significativamente collegato all'andamento dei prezzi ed alla diversificazione delle fonti di fornitura. Il disastro di Fukushima ha portato il Giappone a ripensare radicalmente la propria politica energetica, abbandonando le fonti derivanti dal nucleare e riconvertendo la propria produzione d'energia, focalizzandola sul gas. Risulterà importante quindi evitare che la maggior parte del gas venga esportato nel Far East e quindi possa essere una fonte alternativa per l'Europa.

Non è possibile invece prevedere come saranno i consumi negli anni futuri; negli ultimi anni il consumo di gas è diminuito notevolmente per effetto di due fattori combinati. In primis la crisi economica e gli inverni non più rigidi come in passato hanno portato ad un minore utilizzo di gas, sia in ambito domestico che soprattutto industriale. Inoltre lo sviluppo massiccio delle energie rinnovabili ha soppiantato in parte l'uso del gas per la generazione elettrica e di calo-

## 7. CONCLUSIONE

---

re; nelle nuove costruzioni infatti è obbligatorio installare un impianto ad energia rinnovabile. Dal 1 gennaio 2014 l'acqua calda sanitaria deve essere prodotta al 50% da fonti rinnovabili, tramite ad esempio il solare termico o caldaie a pellet, e la conseguenza diretta è un minor uso della caldaia a gas nell'impianto domestico. Gli scenari futuri sono dunque incerti, ma se si considera che il fabbisogno energetico italiano è in gran parte soddisfatto da risorse provenienti dall'estero, certamente un maggiore sviluppo sia delle energie rinnovabili che degli idrocarburi non guasta, anzi è decisamente necessario. Un'altra frontiera che potrebbe avere un maggiore sviluppo nei prossimi anni è la mobilità intesa come l'evoluzione del trasporto privato. Sia che si affermi la tecnologia dell'auto elettrica, sia che si sviluppi maggiormente il mercato delle auto a GPL, il gas avrebbe un ruolo fondamentale nel secondo caso e comunque importante nel primo se consideriamo di utilizzarlo per produrre energia elettrica.

Le risorse presenti sul territorio, siano esse idrocarburi o fenomeni quali vento e sole, devono essere in ogni caso valorizzate in un'ottica di sostenibilità e nel rispetto dell'ambiente per poter sia diminuire la dipendenza estera che per favorire lo sviluppo dell'industria italiana; infatti da troppo tempo politiche energetiche eccessivamente protezionistiche, burocrazia complicata e lunga stanno affossando le forniture di energia in Italia, rendendole incerte e troppo onerose, basti pensare che mediamente si pagano dai 5 ai 7 centesimi di euro in più per ogni KWh consumato. Questa situazione, ha favorito l'espatrio di numerosissime aziende italiane verso i paesi d'oltralpe. Quindi una revisione a tutto tondo sia della politica energetica nazionale sia degli impasse burocratici risulta di primaria importanza per favorire sia la competitività delle imprese operanti sul suolo italiano, sia dall'altra risulta essenziale per lo sviluppo del Paese, infatti un ripensamento della politica energetica porterebbe sia ad un abbassamento significativo del costo dell'energia, sia la possibilità di sviluppare un'industria ormai da troppo tempo assopita con un enorme ritorno in termini di PIL e d'occupazione.

## Bibliografia

- [1] ACER (2013), *ACER/CEER 2<sup>nd</sup> Annual Report on monitoring the electricity and natural gas markets*
- [2] ALTMANN MATTHIAS, BÖLKOW-SYSTEMTECHNIK LUDWIG, RÖNNHOLM ANTTON, CENTRE FOR EUROPEAN POLICY STUDIES CEPS (2010), *EU Energy market in gas and electricity-state of play and implementation*
- [3] ALTMANN MATTHIAS, TRUCCO PAOLA (2012), *Safety of offshore oil and gas activities*
- [4] ARTHUR D.LITTLE (2009), *La distribuzione del gas in Italia: dal nuovo quadro normativo al 3<sup>o</sup> periodo regolatorio, scenari di mercato e road map strategica*
- [5] ARES 2.0 (2013), *Il settore energia gas acqua: la Lombardia nel quadro nazionale europeo*
- [6] ASSOLOMBARDIA (2012), *Paper sulla liberalizzazione del mercato del gas*
- [7] ASSOMINERARIA (2012), *Petrolio e gas in Italia: un'opportunità per la crescita*
- [8] ASSOPIASTRELLE (2003), *L'industria italiana gas intensive*
- [9] ATTANASI EMIL D., FREEMAN PHILIP A. (2003), *Role of stranded gas in increasing global gas supplies*
- [10] AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS E IL SISTEMA IDRICO (2014), *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, 31 marzo 2014*
- [11] AUTORI VARI (2003), *Manuale dell'ingegnere, HOEPLI*
- [12] BARONE GUIDO (2012), *Estrazione di gas mediante fratturazione idraulica delle rocce scistose: prospettive di sviluppo e pericoli ambientali*
- [13] BP (2013), *Statistical Review of World Energy*
- [14] BRUNI ELENA (2011), *Il mercato del gas naturale: aspetti connessi al regime fiscale ed alla normativa regolatoria*
- [15] BRKIC DASLAV, PEPORI MARCO (2012), *Il mercato mondiale dell'impiantistica e delle infrastrutture energetiche*
- [16] BRKIC DASLAV (2010), *Prospettive nei mercati di riferimento*
- [17] CARDINALI LAURA, MAZZANTI GIULIA (2012), *Liquefatto e non convenzionale: come cambia il mercato europeo del gas naturale*

## BIBLIOGRAFIA

---

- [18] CASSA DEPOSITI E PRESTITI (2013), *Gas naturale, il mercato del gas naturale in Italia: lo sviluppo delle infrastrutture nel contesto europeo*
- [19] CHIARELLI MASSIMO, *Trivellazione orizzontale e fracking idraulico: la rivoluzione dello shale gas & oil*
- [20] CONSIGLIO DEI MINISTRI (2013), *Strategia energetica nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile*
- [21] COMMISSIONE EUROPEA (2010), *Energy 2020 - A strategy for competitive, sustainable and secure Energy*
- [22] ENI, *ENIscuola, estrazione e trasporto*
- [23] ENI, *Impianti di trattamento del gas naturale*, ENI corporate university
- [24] ENI (2013), *World Oil&Gas review 2013*
- [25] FERLA STEFANO (2012), *Il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale*, Maggioli Editori
- [26] GESTORE MERCATI ENERGETICI (2013), *Disciplina del mercato del gas naturale*
- [27] GESTORE MERCATI ENERGETICI (2013), *Il mercato del gas: italiano, europeo o globale?*
- [28] GRUPPO HERA (2012), *Dossier Hera: Fatti e numeri per approfondire*
- [29] IL SOLE 24 ORE (2011), *Guida al mercato dell'energia: mercato e catena del valore, modelli di business, sistemi di gestione e normative*
- [30] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY(2012), *Golden rules for a golden age of gas*
- [31] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY(1993), *International oil and gas exploration and development*
- [32] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY(2013), *World energy outlook 2013*
- [33] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY(2014), *Liquid Fuels and Natural Gas in the Americas*
- [34] ISTITUTO DELLA ENCICLOPEDIA ITALIANA, ENI (2005), *Enciclopedia degli idrocarburi*
- [35] LOMBARDI ANTONELLA (2012), *La filiera del gas naturale*
- [36] LUNAZZA ROSANNA (2011), *Approfondimenti tecnici in materia d'accise*
- [37] MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO (2014), *Rapporto annuale 2014*
- [38] MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO (2014), *Italian current situation in the Oil & Gas upstream activities*
- [39] MIT (2009), *The Future Of Natural Gas*



- [40] MOTT MACDONALD (2010), *Supplying the EU Natural Gas Market*
- [41] NAVA ROBERTO, RIVOLTA TIZIANO, TANTERI MATTEO (2012), *La filiera italiana dell'oil&gas e la sfida sud-coreana*
- [42] NOMISMA ENERGIA S.R.L. (2012), *Tassazione della produzione di gas e petrolio in Italia: un confronto*
- [43] PIZZOLATO MICHELE (2011), *La regolazione del nuovo sistema di bilanciamento di mercato. Flussi fisici e flussi economici-punti aperti*
- [44] REGIONE EMILIA-ROMAGNA (2014), *Piano energetico regionale*
- [45] SNAM RETE GAS (2013), *Sistema per scambio/cessioni di gas al Punto di Scambio Virtuale*
- [46] SNAM RETE GAS, *Tecnologie Trenchless*
- [47] TERLIZZESE FRANCO (2010), *Prospettive dell'Oil&Gas in Italia*
- [48] COOK TROY A. (2013), *Reserve growth of oil and gas fields-investigations and applications*
- [49] UNIONE PETROLIFERA (2014), *Data book 2014*
- [50] UNIONE PETROLIFERA (2014), *Previsioni di domanda energetica e petrolifera 2013-2025*



## Sitografia

- [1] [energia.regione.emilia-romagna.it](http://energia.regione.emilia-romagna.it)
- [2] [matteocazzulani.wordpress.com](http://matteocazzulani.wordpress.com)
- [3] [temi.repubblica.it/limes](http://temi.repubblica.it/limes)
- [4] [www.aaeg.it](http://www.aaeg.it)
- [5] [www.assomineraria.org](http://www.assomineraria.org)
- [6] [www.cdp.it](http://www.cdp.it)
- [7] [www.chiarellimassimo.it/](http://www.chiarellimassimo.it/)
- [8] [www.chietinuova3febbraio.it](http://www.chietinuova3febbraio.it)
- [9] [www.corriere.it](http://www.corriere.it)
- [10] [www.energymanagernews.it](http://www.energymanagernews.it)
- [11] [www.eni.com/it\\_IT/home.html](http://www.eni.com/it_IT/home.html)
- [12] [www.europarl.europa.eu](http://www.europarl.europa.eu)
- [13] [www.firstonline.info](http://www.firstonline.info)
- [14] [www.forexinfo.it](http://www.forexinfo.it)
- [15] [www.greenstyle.it](http://www.greenstyle.it)
- [16] [www.iea.org/](http://www.iea.org/)
- [17] [www.ilfattoquotidiano.it](http://www.ilfattoquotidiano.it)
- [18] [www.ilsole24ore.com](http://www.ilsole24ore.com)
- [19] [www.mercatoelettrico.org/it](http://www.mercatoelettrico.org/it)
- [20] [www.mise.gov.it](http://www.mise.gov.it)
- [21] [www.naturalgas.org](http://www.naturalgas.org)
- [22] [www.offshore-mag.com](http://www.offshore-mag.com)
- [23] [www.pagina99.it](http://www.pagina99.it)
- [24] [www.repubblica.it](http://www.repubblica.it)
- [25] [www.sviluppoeconomico.gov.it/](http://www.sviluppoeconomico.gov.it/)