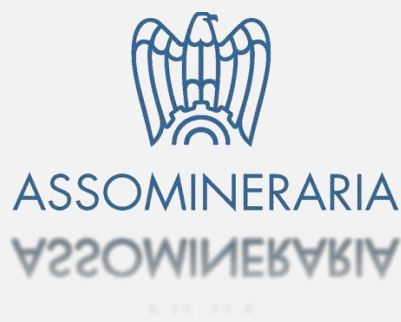




per



L'Importanza e le Opportunità dell'Industria Petrolifera Italiana



Settembre 2012

Lo studio, sotto il coordinamento del Prof. Alberto Clô (Università di Bologna), è stato condotto da: Dr. Filippo Clô, Dr.ssa Agata Gugliotta, Dr.ssa Lisa Orlandi, Dr.ssa Chiara Proietti Silvestri. Hanno inoltre collaborato allo studio il Prof. Ing. Paolo Macini (Università di Bologna), il Prof. Avv. Stefano Colombari (Università di Bologna, Studio Caia), il Prof. Antonio Bartolini (Università di Perugia), la Dott.ssa Serenella Pieroni (Università di Perugia).

Indice

1 - Il Ruolo del Petrolio negli Scenari Energetici Internazionali e Nazionali.....p.1	
1.1 Alcune certezze sul lato dell'offerta.....2	2
1.2 Petrolio e gas: il dominio continua.....3	3
1.3 Caduta delle vecchie e nuove profezie.....5	5
1.4 Europa: sviluppo delle rinnovabili e centralità degli idrocarburi.....7	7
1.5 Italia: la musica non cambia.....8	8
2 - Le risorse di idrocarburi in Italia.....p.11	
2.1 Storia della ricerca.....11	11
2.2 Localizzazione geografica dei giacimenti.....14	14
2.3 Posizionamento dell'Italia tra i paesi europei.....17	17
2.4 Produzione di idrocarburi in Italia.....18	18
2.5 Riserve di idrocarburi in Italia.....20	20
2.6 <i>Life Index</i>23	23
2.7 Pozzi perforati e numero di impianti di perforazione in attività.....26	26
2.8 Tasso di successo tecnico.....30	30
3 - L'industria italiana degli idrocarburi.....p.33	
3.1 La tecnologia e la consapevolezza della propria forza.....33	33
3.2 I distretti industriali.....34	34
3.3 I distretti petroliferi.....35	35
3.4 Il caso della Val d'Agri: "embrione" di un distretto.....43	43
4 - Le ragioni per operare.....p.46	
4.1 Chi non cerca non trova.....51	51
4.2 Il costo degli errori.....54	54
4.3 Produzione attuale e potenziale.....56	56
4.4 Un'opportunità da non perdere.....59	59
4.5 Ricadute economiche ed energetiche.....60	60
5 - Upstream tra diritto, sicurezza e burocrazia.....p.62	
5.1 Inquadramento della normativa di settore nel sistema ordinamentale.....62	62
5.2 L'evoluzione della disciplina giuridica del rilascio dei titoli minerari.....62	62
5.3 La definizione dell'assetto amministrativo delle competenze.....63	63
5.4 La progressiva apertura del settore ai principi della concorrenza.....63	63
5.5 I procedimenti unici per il rilascio dei titoli di ricerca e coltivazione.....64	64

5.6	Prime considerazioni riassuntive.....	65
5.7	La normativa interna successiva a Macondo.....	66
5.8	L'effetto Macondo a livello comunitario.....	67
5.9	Un confronto con la normativa di altri paesi OCSE con particolare riguardo ai tempi di rilascio dei titoli amministrativi e alla disciplina delle <i>royalties</i>	68
5.10	Sistema nazionale delle <i>royalties</i>	69
5.11	Analisi quantitativa dei profitti ricavati dalle <i>royalties</i>	71
5.12	Peculiarità Italia: <i>Ruolo attivo degli enti locali nella riscossione delle royalties</i>	74
5.13	Peculiarità Italia: <i>Prelievo fiscale abbastanza elevato per un paese a media produttività</i>	75
5.14	Politiche per aumentare il consenso.....	76

6 - L'upstream italiano tra opposizione e consenso.....p.77

6.1	I falsi miti sull'impatto dell' <i>upstream</i> petrolifero.....	77
6.2	Governare i rischi: il controllo e il monitoraggio della sicurezza.....	81
6.3	Alle radici del dissenso.....	83
6.4	La comunicazione del rischio.....	85
6.5	Le esperienze di altri paesi: quali insegnamenti?.....	88
6.6	Quando scoprire il petrolio diventa una sfortuna: soluzioni per l'anomalia italiana.....	92

Elenco degli Acronimi.....p.95

Glossario.....p.96

Bibliografia.....p.99

Grafici

Fig.1	Veicoli Privati: Cina vs Stati Uniti.....	p.5
Fig.2	Domanda Energetica Primaria.....	p.9
Fig.3	Carta dei Titoli Minerari Esclusivi per Ricerca, Coltivazione e Stoccaggio degli idrocarburi.....	p.16
Fig.4	Produzione di Gas e Olio, 2011.....	p.18
Fig.5	GAS - Primi 10 produttori – EUROPA.....	p.19
Fig.6	OLIO - Primi 5 produttori – EUROPA.....	p.19
Fig.7	Gas Naturale - Riserve Recuperabili e Produzione Cumulata.....	p.22
Fig.8	Olio - Riserve Recuperabili e Produzione Cumulata.....	p.23
Fig.9	Rapporto Riserve / Produzione in Italia.....	p.24
Fig.10	GAS - Primi 3 Produttori Mondiali.....	p.25
Fig.11	GAS - Rapporto R/P - primi 10 Produttori – EUROPA.....	p.25
Fig.12	Carta dei Pozzi per Idrocarburi Perforati in Italia.....	p.26
Fig.13	Numero Pozzi Perforati 1983 – 2011.....	p.28
Fig.14	Numero Metri Perforati 1983 – 2011.....	p.28
Fig.15	Andamento Mensile Numero Impianti di Perforazione Italia.....	p.29
Fig.16	Pozzi Scoperti di Petrolio o Gas.....	p.30
Fig.17	Ubicazione Geografica delle Scoperte, anni 2002 – 2010.....	p.31
Fig.18	Trend Storico del Tasso di Successo Tecnico in Italia (1941-2003).....	p.32
Fig.19	Compagnie Beni & Servizi.....	p.41
Fig.20	Compagnie Esplorazione & Produzione.....	p.42
Fig.21	Dipendenza Estera nella Copertura della Domanda Energetica nei Paesi UE (2010).....	p.46
Fig.22	Importazioni di Gas per Paesi di Origine (2011).....	p.47
Fig.23	Importazioni di Petrolio per Macro Aree (2011).....	p.47
Fig.24	Peso della Bolletta Energetica sul PIL (2011).....	p.48
Fig.25	Fattura Energetica in Italia in Rapporto al PIL.....	p.49
Fig.26	Domanda di Energia Primaria in Italia.....	p.50
Fig.27	Produzione e Riserve Petrolio in alcuni Paesi Europei.....	p.52
Fig.28	Ratio R/P in alcuni Paesi Europei.....	p.53
Fig.29	Localizzazione delle Aree Potenzialmente Produttive di Petrolio e Gas.....	p.58
Fig.30	Investimenti CAPEX e Occupazione per Regione.....	p.61
Fig.31	Ripartizione <i>Royalties</i> Anno di Produzione 2010.....	p.71
Fig.32	Ripartizione <i>Royalties</i> per Compagnia.....	p.71
Fig.33	Ripartizione <i>Royalties</i> per Regioni.....	p.72
Fig.34	Schema degli Enti Coinvolti nel Monitoraggio Ambientale in Basilicata.....	p.82
Fig.35	Titoli di Giornale sul Petrolio, anni 1970.....	p.84
Fig.36	Titoli di Giornale sul petrolio, anni 2010.....	p.86

Fig.37	La ruota della (s)fortuna: il non dibattito italiano.....	p.92
--------	---	------

Table

Tab.1	Struttura % per Fonti della Domanda Primaria di Energia 1971-2035.....	p.4
Tab.2	Struttura (v.a.) per Fonti della Domanda Primaria di Energia 1971-2035 (mnl tep).	p.4
Tab.3	Petrolio: Riserve e Produzione.....	p.6
Tab.4	Gas: Riserve e Produzione.....	p.6
Tab.5	Struttura % per Fonti della Domanda Primaria di Energia 1971-2035 in Italia....	p.9
Tab.6	Produzione e Riserve di Petrolio e Gas Principali Paesi Europei.....	p.17
Tab.7	Attività di perforazione distinta per scopo - Serie storica (1982-2011).....	p.27
Tab.8	European Rig Count Data.....	p.30
Tab.9	Dipendenza Estera nella Copertura della Domanda Energetica (1970-2010).....	p.46
Tab.10	Attività di Perforazione dei Pozzi di Idrocarburi in Italia.....	p.53
Tab.11	Produzione Petrolio 2011.....	p.56
Tab.12	Produzione Gas 2011.....	p.57
Tab.13	Potenziale Produzione di Idrocarburi (mnl tep).....	p.58
Tab.14	Numero di Progetti e Ammontare degli Investimenti 2012-2015.....	p.59
Tab.15	Impatto del DLgs 128 su Permessi e Concessioni Vigenti (Indagine Assomineraria).....	p.67
Tab.16	Indicazione delle % Relative alle Aliquote <i>Royalties</i>	p.76
Tab.17	Ripartizione in € delle <i>Royalties</i> per Comune.....	p.73
Tab.18	Serie storica <i>Royalties</i> Regione Sicilia.....	p.74
Tab.19	Turisti Stranieri per Regione Visitata (2010).....	p.78

Box

Box 1	Le Ipotesi a Base degli Scenari.....	p.2
Box 2	Classificazione delle Riserve.....	p.21
Box 3	Scomposizione Filiera <i>Upstream</i>	p.36
Box 4	Presenza Estera in Italia, Presenza Italiana all'Estero.....	p.39
Box 5	Esercizio di Simulazione: gli effetti sulla produzione interna di petrolio di un livello R/P =15.....	p.55
Box 6	Evoluzione della Normativa Relativa a Canoni e <i>Royalties</i>	p.70
Box 7	Forme di Incentivazione in UK e Norvegia.....	p.75
Box 8	Schema delle Tappe e dei Tempi del Dibattito Pubblico in Francia e Regno Unito.....	p.91

Il Ruolo del Petrolio negli Scenari Energetici Internazionali e Nazionali

1. Il matematico danese Niels Bohr ha scritto “*fare previsioni è molto difficile. Soprattutto sul futuro*”. Aggiungiamo noi: soprattutto nell’energia. Ma col futuro dobbiamo fare i conti, prefigurarlo, fronteggiarlo per modificare il corso delle cose verso finalità che si intendono perseguire, nella consapevolezza che l’esito delle nostre azioni non potrà che avvertirsi nel lungo periodo. Il dato cruciale con cui il mondo dell’energia si trova oggi a confrontarsi è l’**incertezza**, che avvolge ogni variabile fondamentale dei futuri scenari.
2. L’elaborazione degli **scenari**, dei grandi Piani Governativi, dei macro-modelli si diffonde all’indomani delle Crisi degli anni 1970 con l’obiettivo, da un lato, di esplorare il possibile evolversi delle dinamiche energetiche e delle grandi sfide che ne derivavano sulla sostenibilità ambientale, sulla sicurezza energetica, sulla crescita delle economie e, dall’altro, di individuare le soluzioni con cui affrontarle. Dal raffronto tra le previsioni e l’effettivo svolgersi delle cose può trarsi la conclusione che **molto poco di quel che fu previsto è accaduto e molto poco di quel che è accaduto fu previsto**.
3. Così è stato per il nucleare che si proiettava ai giorni nostri ad un 40% dell’intera offerta primaria mondiale contro l’effettivo 5%; per le fonti rinnovabili, col solare atteso raggiungere percentuali a due cifre; per il “*catastrofico imminente e inevitabile declino [...] ancor prima del 2000*” dell’umanità, profetizzato dal celeberrimo best-seller “*I Limiti alla Crescita*” di Dennis Meadows del 1972. Una profezia sonoramente smentita dall’aumento da allora di oltre il 200% del reddito mondiale, dell’80% della popolazione, del 130% delle riserve di petrolio. Tra le profezie non avveratesi vi è il declino – che si riteneva ineludibile – delle fonti fossili e segnatamente del petrolio. Così non è stato.
4. Il 2011 ha segnato un “punto di discontinuità” nel mondo dell’energia: per il combinarsi dell’incidente alla centrale nucleare giapponese di Fukushima col dilagare delle rivolte arabe e il riacutizzarsi della recessione nei paesi occidentali. Di questi tre eventi è molto difficile prevedere l’approdo finale. L’incertezza dominerà ancor più i mercati, mentre il rischio geopolitico nei traballanti regimi arabi – che lambiscono la stessa Arabia Saudita – o l’embargo verso l’Iran rischiano di rallentare lo sviluppo dell’offerta di petrolio necessaria a fronteggiare una domanda che si prevede in sensibile crescita.
5. Gli ultimi eventi confermano che non vi è peggior errore nell’energia che cedere al pensiero unico dominante e ai nuovi miti salvo poi affannarsi a spiegare perché le cose sono andate diversamente. A dimostrazione del fatto che nel disegnare gli scenari vi è sempre una qualche variabile di cui non si è saputo o potuto tener conto. Basarvi le decisioni è inevitabile ma nondimeno rischioso per le scelte aziendali; le autorità che ne regolano i comportamenti; le politiche dei paesi consumatori o di quelli produttori.
6. I gravi “infortuni” del passato non attenuano quindi l’esigenza di interrogarsi sul futuro. Lo faremo prendendo a riferimento lo scenario base (*reference*¹) del *World Energy Outlook 2011* (WEO) dell’Agenzia Internazionale dell’Energia (AIE) e quello del *Department of*

¹ Dal 2010, lo scenario *reference* proposto nel World Energy Outlook dell’AIE viene denominato Scenario Nuove Politiche.

Energy (DOE) statunitense nel suo *International Energy Outlook* (IEO) del 2011. Nel valutare l'attendibilità delle previsioni in essi formulate, bisogna tener conto dell'orizzonte temporale cui fanno riferimento, il 2035, tutt'altro che lungo ove si considerino i tempi degli investimenti; della messa a punto e diffusione delle innovazioni tecnologiche; del vincolo della dimensione dello *stock* di capitale di produzione e di consumo. Un orizzonte tale da non poter incidere significativamente sulla situazione attuale o sulle tendenze in atto, come il passato insegna.




[BOX 1: LE IPOTESI ALLA BASE DEGLI SCENARI]

Prima di commentare i principali risultati dei summenzionati scenari, riportiamo in sintesi le **ipotesi di base** su cui si fondano relativamente a reddito e popolazione. Le previsioni del tasso di crescita medio annuo del PIL mondiale mostrano un sostanziale allineamento nei due Scenari *reference* AIE e DOE con un incremento nell'ordine del 3,5%. In entrambi i casi, il motore della crescita è l'area non-OCSE con tassi più che doppi rispetto a quelli OCSE.




Anche la crescita demografica è un importante *key driver* dei futuri trend, per l'effetto diretto su dimensione e composizione della domanda cui si aggiunge un effetto indiretto su reddito e sviluppo di un paese. Nei due Scenari si ipotizza un aumento della popolazione dagli attuali 7,0 miliardi di persone a 8,4-8,6 all'orizzonte 2035, principalmente concentrato nell'area non-OCSE.

Le tendenze delineate per PIL e popolazione indicano come la futura crescita della domanda di energia interesserà principalmente l'area non-OCSE, con conseguenze rilevanti anche in termini di composizione per fonti del mix energetico mondiale.

1.1 Alcune certezze sul lato dell'offerta




7. **Il dato strutturale dei futuri scenari energetici è la fame di energia del mondo.** Negli ultimi 40 anni (1971-2009) il consumo di energia su scala mondiale è cresciuto di 6,6 miliardi di tonnellate equivalente petrolio (tep), da 5,5 a 12,1, più che nei primi 80 anni del secolo scorso, con un tasso di crescita medio annuo del 2%. Crescita che rallenterà nei prossimi 25 anni (2009-2035), con livelli stimati tra l'1,3% (WEO) e l'1,6% (IEO). In termini assoluti, quel che più conta trattandosi di risorse finite, la domanda aumenterà di un ordine di grandezza di 5 miliardi di tep, con un aumento annuo prossimo ai 200 milioni di tep: il 20% in più di quanto osservato nel passato quarantennio.
8. Relativamente ai circa 40 anni compresi tra 1971 e 2009, tre sono le dinamiche cruciali:
 -  una sostanziale stabilità della quota delle fonti fossili, erosi di appena 4 punti percentuali dall'85% all'81%;
 -  una similare stabilità della quota degli idrocarburi, oscillata tra il 54% e il 60%, con una progressiva sostituzione del gas al petrolio, rimasto comunque prima fonte;
 -  una stabilità e relativa marginalità dell'insieme delle altre fonti con una quota sostanzialmente immutata al 13%.

9. Relativamente al prossimo quarto di secolo, dal 2009 al 2035, la redistribuzione delle fonti è destinata a rimanere sostanzialmente immutata:

-  con una riduzione delle fonti fossili di appena 2 punti percentuali, al 79%, secondo l'IEO e di 6 punti, al 75%, secondo il WEO;
-  con un peso degli idrocarburi nell'ordine del 51%: solo di 3 punti inferiore al livello del 2009;
-  una quota in crescita di 5 punti delle risorse rinnovabili al 18% (quantunque più rilevante nella generazione elettrica).

10. La conclusione è che **il futuro dell'offerta è nel passato: col perdurante dominio degli idrocarburi**. Prenderne consapevolezza, da parte dei governi, delle opinioni pubbliche, degli organismi internazionali sarebbe il primo insegnamento da trarne, cancellando l'illusione che degli idrocarburi si possa fare a meno solo volendolo. Dalla semplice visione di queste dinamiche emerge l'asimmetria che corre tra ciò da cui dipende – nell'orizzonte del prossimo quarto di secolo – il nostro futuro, il futuro dell'economia mondiale, il futuro della crescita, vale a dire le fonti fossili, e l'attenzione prioritaria riversata verso le risorse rinnovabili che non potranno che assumere una posizione dominante oltre l'orizzonte temporale qui considerato.

11. Da qui alcune prime conclusioni:

-  le determinanti di lungo termine che guidano le dinamiche energetiche manifestano un'intensità tale da non consentire una modifica strutturale dei sistemi energetici se non in lunghissimi orizzonti temporali;
-  le rigidità che vincolano la dotazione tecnologica – la *path dependance* – tendono ad accrescersi più aumenta la dimensione assoluta dei sistemi (una cosa è modificare il rendimento medio di un parco auto di 700 milioni di unità, altra di un parco di 1,2 miliardi);
-  **gli assetti energetici nei prossimi decenni possono dirsi sostanzialmente pre-determinati**. Modificarli in modo consistente, per piegarli a nuovi prioritari obiettivi, è molto problematico e non meno costoso.

1.2 Petrolio e gas: il dominio continua

12. I cicli storici di sostituzione delle fonti energetiche mostrano che la penetrazione di una fonte richiede un tempo nell'ordine di mezzo secolo per raggiungere una quota del 20% dei consumi. Così è stato per il carbone, per il petrolio, per il gas. L'evoluzione energetica del XXI secolo verso un modello di società *low carbon* – col ricorso a nuove fonti/forme di energia – richiederà archi di tempo non dissimili, implicando la rottura della *path dependance* oggi dominante. Questa transizione non potrà che avvenire gradualmente comportando, nel frattempo, un contributo congiunto di tutte le fonti energetiche su cui l'umanità può oggi far conto.

Tab. 1 Struttura % per fonti della domanda primaria di energia 1971-2035

Fonti	1971	1980	1990	2000	2009	2020	2035
Solidi	25	25	25	23	27	29	24
Idrocarburi	60	59	56	57	54	50	51
<i>Petrolio</i>	44	42	37	36	33	28	27
<i>Gas naturale</i>	16	17	19	21	21	22	23
Totale Fonti Fossili	85	84	81	80	81	79	75
Nucleare	1	3	6	7	6	6	7
Rinnovabili	14	13	13	13	13	15	18
Totale	100	100	100	100	100	100	100

Fonte Elaborazioni RIE su dati AIE, World Energy Outlook 2011

Tab.2 Struttura (v.a.) per fonti della domanda primaria di energia 1971-2035 (mln tep)

Fonti	1971	1980	1990	2000	2009	2020	2035
Solidi	1.407	1.788	2.233	2.295	3.294	4.083	4.101
Idrocarburi	3.305	4.342	4.897	5.737	6.526	7.598	8.573
<i>Petrolio</i>	2.413	3.107	3.226	3.649	3.987	4.384	4.645
<i>Gas naturale</i>	892	1.235	1.671	2.088	2.539	3.214	3.928
Totale Fonti Fossili	4.712	6.130	7.130	8.032	9.820	11.681	12.674
Nucleare	29	186	526	675	703	929	1.212
Rinnovabili	795	908	1.128	1.325	1.609	2.159	3.076
Totale	5.536	7.223	8.785	10.034	12.132	14.769	16.961

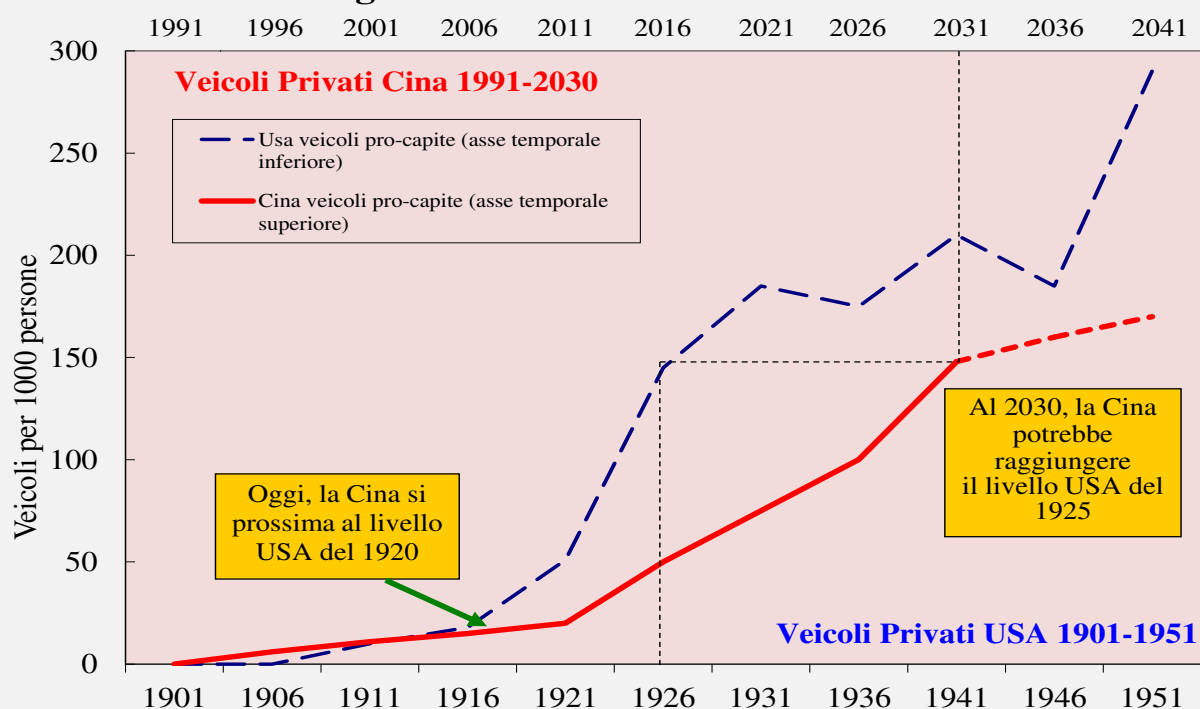
Fonte: Elaborazioni RIE su dati AIE, World Energy Outlook 2011

13. Negli scenari esaminati², il petrolio rimarrà ancora la fonte maggioritaria nel mix energetico mondiale. I suoi alti prezzi e il suo sempre minor impiego nella generazione elettrica e nell'industria non neutralizzeranno la domanda addizionale che proverrà dal settore trasporti, anelastica al prezzo e con ancora limitate possibilità di sostituzione con le nuove tecnologie dei biocarburanti o delle automobili ibride ed elettriche. Soluzioni ancora troppo costose e/o poco sviluppate per rompere l'attuale *path dependence* tecnologica.
14. L'incremento della domanda di mobilità dei paesi emergenti indurrà un'elevata crescita dei consumi petroliferi. Nell'insieme dei paesi emergenti, 28 residenti su 1.000 dispongono di un'auto (22 in Cina) contro 572 in Nord America e 442 nell'Europa OCSE. Al 2030, le previsioni indicano per il Dragone un balzo da 22 a 147 automobili/1000 abitanti³. Il livello di motorizzazione di Pechino è oggi equiparabile a quello degli Stati Uniti negli anni '20 e all'orizzonte 2030 si avvicinerà a quello americano negli anni '40.

² Nelle tabelle 1 e 2 non si riportano i dati dello scenario *reference* DOE in quanto l'anno di partenza delle previsioni differisce da quello dell'AIE (2008 vs 2009) ma i *key message* che ne derivano sono allineati a quelli dell'Agenzia di Parigi.

³ Fonte: OPEC, World Oil Outlook 2011. I dati sono riferiti all'anno 2008, ultimo disponibile.

Fig.1 Veicoli Privati: Cina vs Stati Uniti



Fonte: elaborazioni RIE su dati IHS- CERA

15. Quanto al gas, è la fonte fossile la cui domanda segnerà il tasso di crescita più consistente con un aumento di 6 punti, al 23%, nel mix energetico mondiale, principalmente concentrato nella generazione elettrica. Pur considerando i notevoli progressi compiuti in alcuni ambiti, il contributo delle energie rinnovabili rimarrà fisiologicamente contenuto per i limiti qualitativi, economici, ambientali che allo stato delle attuali tecnologie le penalizzano in rapporto alle esigenze espresse dalla domanda finale di energia.

1.3 Caduta delle vecchie e nuove profezie

16. Come ciclicamente accaduto ad ogni crisi petrolifera, anche nell'attuale si sono levati da parte di profeti di sventura timori che il rialzo dei prezzi dovesse imputarsi all'inevitabile manifestarsi della **scarsità assoluta** delle risorse di petrolio e non al 'vuoto di investimenti' che ha determinato un restringersi della *spare capacity*. Da qui, a loro avviso, l'ormai imminente avvicinarsi del **picco** della curva di produzione, secondo la teoria avanzata nel 1956 dal geofisico americano Marion King Hubbert e recentemente ripresa da diversi studiosi.
17. Non vi è dubbio che ciò sia avvenuto o stia avvenendo per un gran numero di giacimenti e/o di paesi produttori. Trarne la conclusione che ciò possa essere "imminente" anche per la produzione mondiale è, tuttavia, logicamente errato, se non altro per il basso grado di conoscenza del sottosuolo che si ha di ampie parti del pianeta, per la scoperta di risorse non convenzionali che hanno permesso a paesi come gli Stati Uniti di riprendere un *pattern* di produzione crescente, per il miglioramento delle tecniche di recupero che hanno portato a consistenti rivalutazioni dei campi esistenti.

18. Pochi dati a renderne conto: dal 1970 al 2010 la produzione di petrolio è aumentata di 1,7 volte a fronte di una crescita delle riserve provate di 2,6 volte (a circa 1.600 miliardi di barili), con conseguente aumento del rapporto riserve/produzione (R/P) da 35 a 54 anni. Se si comprendono anche le riserve recuperabili di petrolio convenzionale e non (pari rispettivamente a 1.300 e 2.700 mld di bbl⁴), il rapporto aumenta a circa 186 anni.

Tab.3 Petrolio: Riserve e Produzione			
	Riserve provate mld bbl	Produzione mld bbl	Ratio R/P
1970	620,7	17,5	35,5
1980	683,4	23,0	29,7
1990	1.027,5	23,9	43,1
2000	1.257,9	27,3	46,1
2010	1.622,1	30,1	53,9

Fonte: BP Statistical Review vari anni

19. Stessa evidenza per le risorse di gas naturale, il cui significativo recente aumento è principalmente ascrivibile all'apporto delle risorse non convenzionali. Secondo i dati dell'Agenzia di Parigi, l'ammontare delle risorse recuperabili convenzionali è di circa 400 trilioni di mc corrispondenti a circa 120 anni di produzione. Se a queste si aggiungono le riserve stimate di gas non convenzionale le risorse individuate come recuperabili equivalgono, su scala mondiale, a 250 anni l'attuale produzione.

Tab.4 Gas : Riserve e Produzione			
	Riserve provate mld mc	Produzione mld mc	Ratio R/P
1976	65.800	1.243	53
1980	81.000	1.434	56
1990	125.700	1.980	63
2000	154.300	2.411	64
2010	196.100	3.178	62

Fonte: BP Statistical Review vari anni

20. L'incontrovertibile conclusione è che la base mineraria di risorse su cui il mondo può teoricamente fare affidamento, pur con tutte le incertezze che avvolgono le informazioni fornite da compagnie petrolifere e, in misura ancor più rilevante, dai governi dei paesi produttori, consentirebbe, nel lungo periodo, un flusso d'offerta di petrolio e gas in grado di soddisfare l'attesa crescita della loro domanda. Tale base potrebbe risultare ancor più consistente se gli sviluppi della tecnologia consentiranno di accrescere, si stima sino a 20 punti, il tasso di recupero effettivo del petrolio scoperto, oggi intorno al 35% nella media mondiale.
21. Allo stato delle cose **la natura non pone un limite strutturale allo sviluppo dell'offerta di idrocarburi** anche se lungo una curva crescente dei costi. **Il temuto picco potrebbe spostarsi molto in là nel tempo sempre sotto l'incerta condizione** - ed è questa la vera

⁴ AIE, World Energy Outlook 2011.




questione - **che siano realizzati gli investimenti necessari a disporre.** Ma in tal caso, la responsabilità non sarebbe della natura, bensì dell'azione dell'uomo. Altre considerazioni portano a smentire i profeti di sventura, ad iniziare dall'innovazione tecnologica, che va allargando i confini estrattivi delle risorse sia convenzionali che non convenzionali. **L'ultima frontiera del petrolio è quella ancora da esplorare.**

22. La rinascita dell'Iraq, le acque dell'Artico, l'Africa Orientale, l'offshore della Namibia, il *pre-salt* del Brasile, il *tight oil* degli Stati Uniti, l'*oil sand* del Canada portano alla conclusione che la crescita dell'offerta di greggio convenzionale muoverà quasi interamente dai paesi OPEC mentre quelli non-OPEC si orienteranno principalmente sullo sviluppo del petrolio non convenzionale in grado di compensare in larga parte il declino naturale dei giacimenti oggi in attività.

1.4 Europa: sviluppo delle rinnovabili e centralità degli idrocarburi

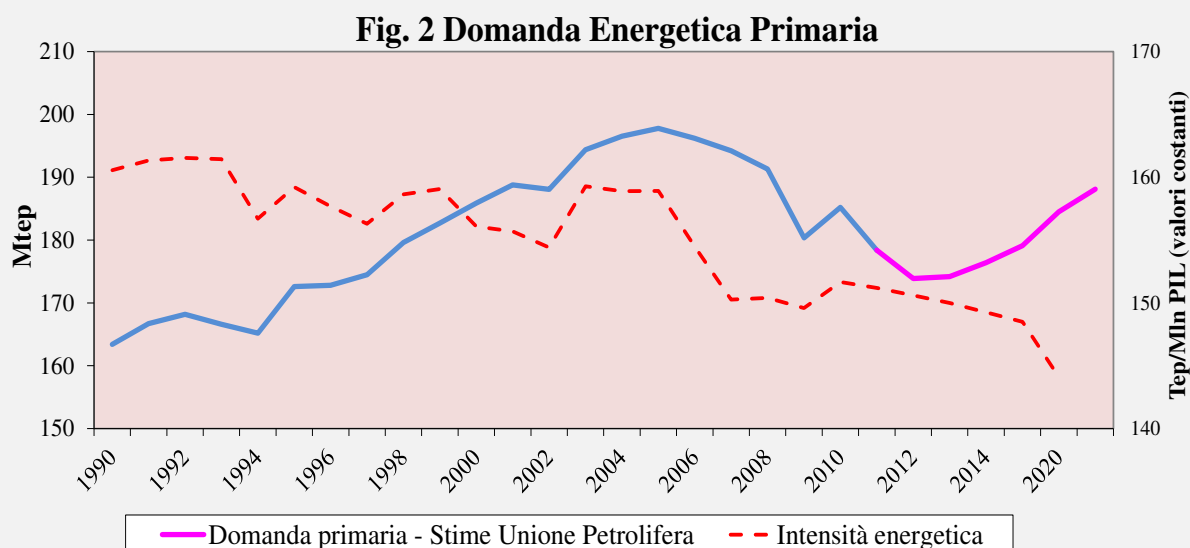
23. La crescita della domanda di petrolio sarà concentrata nell'area non-OCSE, mentre quella di gas interesserà soprattutto i paesi industrializzati. Entro il 2020 l'Europa si è impegnata a ridurre del 20% le emissioni di gas serra, originate per il 60% dalle fonti fossili, attraverso un'accelerata penetrazione di fonti rinnovabili al 20% ed una riduzione dei consumi inerziali di energia del 20%. Al 2009, petrolio e gas hanno assicurato il 60% della complessiva domanda, così come nel 1970. Includendo anche il carbone, si raggiunge per il complesso delle fonti fossili il 76% del totale dei consumi, mentre quelle non fossili assicurano il 24% del totale: soddisfatto per il 10% con le rinnovabili e per il 14% da nucleare.
24. **L'evoluzione attesa al 2035 indica che una quota preponderante della domanda primaria europea (56%) sarà ancora soddisfatta da idrocarburi.** Il dimezzamento del peso del petrolio - dal 52% al 26% - sarà quasi interamente controbilanciato da un aumento di circa quattro volte della quota del gas al 30%. Il petrolio è atteso rimanere la fonte dominante nel settore trasporti, dove assorbirà ancora l'85% della domanda.
25. Quanto alle fonti non fossili, alla sostanziale stabilità del nucleare si affianca un incremento di oltre due volte del peso delle rinnovabili al 23%. La tendenza di fondo rimane, anche per l'Unione Europea, quella di un persistente dominio degli idrocarburi; un decrescente contributo della loro produzione interna; una crescente dipendenza dall'estero verso soglie superiori all'80%. Una tendenza quest'ultima diametralmente opposta a quella che va interessando gli Stati Uniti divenuti quasi del tutto autosufficienti nella copertura dei fabbisogni interni di gas e proiettati a ridurre consistentemente la dipendenza estera nel petrolio; le implicazioni saranno di non poca rilevanza sul piano geopolitico, con l'America destinata a divenire sempre meno garante della sicurezza delle forniture di petrolio sui mercati internazionali com'è invece stato nell'ultimo mezzo secolo.
26. Le riserve provate di petrolio dell'Unione Europea – principalmente localizzate nel Mare del Nord (Norvegia, UK e Danimarca), nell'area sud-orientale (Romania) e in minor misura anche in Italia – rappresentano appena lo 0,4% del totale mondiale e agli attuali livelli di estrazione sono in grado di assicurare quasi 11 anni di produzione. Considerando il rilevante tasso di declino naturale di diversi campi europei nel prossimo decennio, la dipendenza estera non potrà che aumentare. Le riserve provate di gas naturale ammontano allo 0,9% del totale mondiale con una produzione in grado, ad oggi ma non in futuro, di assicurare i due quinti dei fabbisogni interni.

27. Lo sviluppo delle energie rinnovabili ridurrà i rischi associati alla dipendenza energetica europea dall'estero. Gli ambiziosi obiettivi fissati nel Terzo Pacchetto Energia non tengono, tuttavia, conto dei diversi livelli di partenza degli Stati membri, con alcuni che presentano condizioni meno idonee a perseguire una strategia di sviluppo delle rinnovabili. La necessità di adattare le reti elettriche al funzionamento degli impianti alimentati a fonti rinnovabili (decentralizzate ed intermittenti), la maggiore capacità di interconnessione richiesta, la necessità di tecnologie di *back-up* possono determinare risultati diversi da quelli auspicati.
28. Da qui una triplice conclusione:

-  **la necessità che ogni paese valorizzi al massimo e al meglio le potenzialità delle risorse interne (rinnovabili e non) in grado di contribuire alla riduzione della dipendenza estera;**
-  la funzione imprescindibile che il gas dovrà svolgere negli assetti energetici europei e la criticità dei suoi approvvigionamenti esteri in assetti di mercato caratterizzati da una forte concentrazione dell'offerta nelle mani di pochi paesi esportatori;
-  la necessità di addivenire ad una politica europea comune nel campo del gas orientata alla valorizzazione delle risorse interne e al rafforzamento delle infrastrutture di trasporto e di diversificazione delle fonti dall'estero.

1.5 Italia: la musica non cambia

29. La domanda di energia primaria ha raggiunto il suo valore massimo nel 2005 (198 mln tep) per poi cominciare a diminuire già prima della recessione economica. Ponendo uguale a 100 i consumi del 1970 e confrontandoli con il 2010, si rileva che mentre il Prodotto Interno Lordo (a moneta costante) è cresciuto del 120%, la domanda di energia primaria è aumentata solo del 53%, in conseguenza di una forte e tendenziale riduzione dell'intensità energetica (IE) - quantità di energia consumata per un'unità di PIL - del 35% rispetto al picco raggiunto nei primi anni '70.
30. Tale riduzione si è concentrata soprattutto nel periodo 1970-1983, con una diminuzione media annua (m.a) dell'1,7%, ridottasi nel successivo periodo 1983-2010 allo 0,4% m.a. L'accelerazione nel calo dell'intensità energetica necessaria a conseguire gli obiettivi europei (pur non vincolanti) di riduzione nei consumi inerziali di energia richiederebbe un forte impegno di investimenti non compatibile con la crisi della nostra economia, la minor capacità di spesa delle famiglie, le restrizioni al credito alle imprese. Sempre che essa non sia il frutto amaro della recessione economica e del restringimento della base produttiva del paese che ne potrebbe derivare.



Fonte: per la domanda primaria, UP; per l'intensità energetica, elaborazioni RIE

31. La crisi economica ha spostato in avanti il livello dei 200 mln tep che pareva prossimo. I consumi pre-crisi potrebbero essere recuperati solo oltre il 2020. **Anche nel caso italiano gli assetti energetici dei prossimi decenni possono dirsi sostanzialmente predeterminati. Gli idrocarburi continueranno a dominare il mix di domanda primaria** riducendo il loro peso di appena 7 punti in oltre mezzo secolo: dall'81% del 1970 al 74% del 2025⁵. Come per l'Europa, risulta evidente lo *shift* da petrolio a gas: con una quota del primo quasi dimezzata (rimanendo il suo uso limitato al settore dei trasporti) mentre il secondo più che quadruplica il suo peso, assorbendo il 39% della domanda e arrivando ad essere la fonte più consumata, seguita dal petrolio con una quota del 35%.
32. Le ragioni di questo persistente dominio degli idrocarburi sono riconducibili al predominante peso del settore elettrico e dei trasporti nella struttura dei nostri fabbisogni: rispettivamente dipendenti dalla fonte gassosa e da quella petrolifera. L'aumento atteso di tre volte (dal 1990) delle rinnovabili non modificherà in modo sostanziale l'attuale composizione del mix energetico: con un peso del 15%, rappresenteranno ancora una fonte marginale rispetto a petrolio e gas.

Tab.5 Struttura % per fonti della domanda primaria di energia 1971-2035 in ITALIA				
Fonti	1970	1990	2010	2025
Solidi	9	9	8	8
Idrocarburi	81	81	77	74
<i>Petrolio</i>	72	57	40	35
<i>Gas naturale</i>	9	24	37	39
Totale Fonti Fossili	90	90	85	82
Imp. Nette di en.elettrica	1	5	4	3
Rinnovabili	8	5	11	15
Nucleare	1	-	-	-
Totale	100	100	100	100

Fonte: elaborazioni RIE su dati Unione Petrolifera e Terna

⁵ Unione Petrolifera, Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2012-2025, Marzo 2012.

33. Come contrastare la vulnerabilità del nostro sistema energetico? Una aggressiva politica di incremento dell'efficienza energetica e di sviluppo delle fonti rinnovabili non sarà di per sé sufficiente a risolvere le criticità economiche e politiche connesse alla copertura della domanda interna che richiederà un ricorso comunque massiccio alle importazioni, specie di idrocarburi. **Implementare strategie di diversificazione e di aumento del nostro livello di autonomia energetica è un obiettivo strategico altrettanto importante cui l'Italia dovrebbe tendere: ottimizzando lo sfruttamento delle risorse nazionali di petrolio e gas la cui produzione, pur nei suoi limiti quantitativi rispetto al fabbisogno complessivo, potrebbe raddoppiare rispetto ai livelli attuali.**
34. La pur condivisibile transizione ad un'economia *low-carbon* non elimina, in conclusione, la centralità dell'industria degli idrocarburi, con forti implicazioni sulla competitività della nostra economia, la sicurezza degli approvvigionamenti, la sostenibilità ambientale. Quel che comporterà l'impegno di ingenti investimenti nel potenziamento delle infrastrutture, nell'ammodernamento del ciclo della raffinazione, nello sviluppo del patrimonio minerario. La re-industrializzazione è una priorità della nostra economia. L'industria petrolifera nazionale può contribuire a questo rilancio.
35. Scelte e comportamenti raccontano, tuttavia, una storia diversa: non si ricerca, non si esplora, non si produce come si potrebbe, si importa sempre di più. Tutto questo, nonostante un considerevole volume di investimenti che, come vedremo, potrebbero essere immediatamente realizzabili, con la possibilità di raddoppiare la produzione nazionale di petrolio e gas. Disporre di una sana e robusta industria nazionale è di vitale importanza. Se questa condizione dovesse venir meno ci troveremmo di fronte ad una doppia e rischiosa dipendenza dall'estero: sia sul versante della materia prima che dei suoi prodotti derivati. Le conseguenze sarebbero gravi tanto sul piano industriale quanto su quello della sicurezza energetica interna. Di fatto, si aggiungerebbe un nuovo capitolo alla già lunga saga delle industrie scomparse con il rischio di diventare sempre più "una sorta di colonia, subordinata alle esigenze economiche, sociali e politiche di altri paesi che tale industria posseggono"⁶.

⁶ Luciano Gallino, *La scomparsa dell'Italia industriale*, Einaudi, 2003.

2.1 Storia della ricerca

1. L'industria petrolifera mondiale muove i primi passi nella seconda metà dell'Ottocento, il 27 agosto 1859, quando a Titusville, una remota località della Pennsylvania, Edwin Laurentine Drake inizia a produrre petrolio greggio da un pozzo perforato a circa 20 metri di profondità. A questa data convenzionale si fa risalire l'inizio della moderna industria petrolifera. Peraltro già in altri paesi si erano perforati o scavati manualmente pozzi petroliferi tra cui l'Italia: annoverata allora come "Pennsylvania d'Europa". Appena unificato, il nostro Paese seppe dare un impulso rilevante allo sviluppo dell'industria petrolifera, mantenendo sin dalla sua fase pionieristica posizioni di non secondaria rilevanza nel contesto mondiale per poi guadagnarvi livelli di preminenza nonostante gli enormi svantaggi che ha dovuto superare: la ritrosia del capitale privato ad investirvi; l'endemica scarsità interna di materie prime; la debolezza politica del nostro Paese nello scenario internazionale; l'assenza dei retaggi coloniali su cui i grandi *trust* avevano forgiato il loro dominio.
2. Dagli studi di chimica del genovese Giuseppe Mojon si avvia nel 1802 l'era italiana del petrolio con l'illuminazione delle vie di Genova, impiegando la nafta che affiorava lungo le rive del fiume Taro vicino a Parma. A quelle pionieristiche applicazioni risalgono i primi sfruttamenti di petrolio indagati dall'Abate Antonio Stoppani (1824-1891), autore della "Geologia d'Italia" e del più famoso "Il Bel Paese". Storia di non minor successo nel gas: iniziata a fine Settecento con gli studi di Alessandro Volta su talune proprietà degli idrocarburi e dell'Abate Lazzaro Spallanzani. Storia, infine, industrialmente avviatasi nel 1846 con la convenzione tra Comune di Torino e "Compagnia di illuminazione a Gas per la città di Torino" costituita nel 1837 per illuminare la futura prima capitale d'Italia con gas distillato da combustibili solidi.
3. Un tratto accomuna e caratterizza quelle prime esperienze e il successivo corso della storia petrolifera italiana: il suo far perno sulla cultura scientifica, sulla tecnica, sulla capacità professionale degli uomini che vi si dedicarono. Netta, in tutti i campi, fu la presenza e talora la supremazia della scienza italiana che seppe imprimere a livello mondiale un'indelebile impronta in tutti i processi innovativi che guidavano il divenire delle fonti/forme di energia. Dalla metà dell'Ottocento l'imprenditoria italiana dette nel petrolio discreta prova di sé: adottando tecniche di perforazione allora all'avanguardia, ricorrendo all'ausilio di geologi, tenendo in alta considerazione l'apporto estero.
4. Imprese straniere prendono ad investire in Italia, talora in *partnership* con imprese nazionali, portando nuovi mezzi, tecnici specializzati, semplici lavoratori. Numerosi imprenditori avviarono attività esplorative nell'Appennino emiliano (province di Piacenza, Parma, Modena) espandendosi poi in altre zone che sembravano promettenti (in Abruzzo, nella valle del fiume Pescara, e al confine tra Lazio e Campania, nella Valle Latina e nella Terra di Lavoro). Alla nascita dello Stato unitario nel 1861 si contavano 5 miniere che con 8 operai producevano 4 tonnellate di petrolio. Quantità irrilevante che consentì comunque all'Italia di essere nel 1865 la quinta nazione al mondo a produrre petrolio dopo Romania (1857), Stati Uniti (1859), Canada (1862), Russia (1863). Da quelle poche tonnellate la

produzione sale a 3.594 tonnellate nel 1895 sino a punte intorno alle 10.000 nel 1911, con l'impiego di circa 500 operai, per poi flettere a 6.000 alla vigilia della Grande Guerra.

5. La ricerca petrolifera fu condotta per molti anni da piccole compagnie a scala locale o al massimo regionale. Tra queste: la *Società Petrolifera Italiana* (SPI), azienda privata fondata nel 1905 a Fornovo Taro (PR), primo produttore di grande dimensione e lunga durata, ad opera del piacentino Luigi Scotti o la *Petroli d'Italia* sorta nel 1906 dalla fusione di due società francesi. Altre attività si hanno nella distribuzione commerciale e nell'impiantistica, con la fabbrica fondata da Silvio Ballerini &C. per la produzione di piccoli impianti per la ricerca di idrocarburi e cresciuta nel tempo sino a divenire leader nella grande impiantistica di perforazione.
6. Ovunque vi fosse petrolio si formavano generazioni di semplici lavoratori – a partire dal “pozzaro” che si calava con la fune nel buco fatto nel terreno a colpi di piccone – di abili tecnici e imprese specializzate: embrione di un distretto che guadagnerà posizioni di eccellenza mondiale. Dalla metà dell'Ottocento si contano in Italia cinque Scuole minerarie con tecnici della perforazione formati principalmente a quella piacentina. Un territorio, questo, che si caratterizzerà come quello a maggiore concentrazione di conoscenze tecniche nell'intero ciclo petrolifero: dalla mineraria alla raffinazione - con tecniche allora all'avanguardia - al trasporto - col primo oleodotto (1908) di 29 chilometri che collegava la prima raffineria sorta a Fiorenzuola d'Arda ai giacimenti piacentini e il primo metanodotto (1937) che univa i pozzi di Podenzano alla città di Piacenza e poi a Lodi e Milano.
7. Più si affermava il mito e il potere del petrolio più si palesavano, tuttavia, i limiti dell'iniziativa privata, motivati dalle scarse possibilità di successo del sottosuolo, ma al contempo dalla ridotta attitudine ad arrischiare scarsi capitali in attività ad elevata alea finanziaria e lunghi tempi di ritorno. Il ruolo diretto dello Stato era assente mentre quello indiretto, d'ordine normativo e regolamentare, mirava a favorirne la crescita anche con l'erogazione di sovvenzioni statali che tuttavia a ben poco valsero. L'orientamento liberista che arriverà a stabilire nel 1921 che nella ricerca di oli minerali fosse “esclusa sempre ogni e qualsiasi conduzione da parte dello Stato” fallì miseramente.
8. Tra il 1911 e il 1925 le ricerche minerarie non avevano sortito positivi risultati mentre la produzione inesorabilmente declinava. La costituzione nel 1926 dell'*Azienda Generale Italiana Petroli* (AGIP) rappresentò la presa d'atto di tale situazione e la risposta pubblica al disinteresse privato. L'AGIP incominciò a svolgere ricerche su tutto il territorio nazionale, spingendosi anche all'estero. Per i primi quaranta anni del XX secolo, l'esplorazione petrolifera in Italia dette tuttavia pochi risultati. La geologia complessa e la struttura tettonica molto frammentata del nostro Paese avrebbero richiesto tecnologie allora inesistenti.
9. Se i risultati industriali ottenuti da AGIP non furono pari alle aspettative, fondamentale per il futuro dell'industria italiana fu, invece, l'**eredità** che lasciava. Di essa merita sottolineare due aspetti. In primo luogo, la **ricognizione scientifica dell'intero sottosuolo italiano** fatta dall'Azienda di stato chiamando a collaborare i maggiori scienziati. Da artigianale la ricerca doveva divenire industriale, aumentando di scala e facendo ricorso alle tecniche innovative della geofisica, ad iniziare da quella sismica a riflessione – nuovo “**paradigma tecnologico**” della mineraria – che aveva dato eccellenti risultati negli Stati Uniti. Pur disponendo di poche risorse, AGIP sarà la prima società europea a impiegarla reclutando nel 1940 una squadra di tecnici americani dalla *Western Geophysical Co.* di Los Angeles il cui contributo

sarà determinante per comprendere la geologia del sottosuolo padano e per la scoperta, tra 1944 e 1946, a Caviaga (Lodi) del più importante giacimento di gas nell'Europa Occidentale – con riserve di 12 miliardi di Sm³ – e nel 1949 del primo grande giacimento di petrolio a Cortemaggiore (Piacenza).

10. Il secondo tratto emblematico dell'**eredità** dell'*AGIP* era la centralità del **sapere** quale insieme di conoscenze e competenze scientifiche, tecniche, organizzative necessarie alla crescita delle imprese e alla riduzione dell'enorme divario sui *trust* internazionali. Un Sapere che si incardinava negli uomini, nella loro cultura tecnico-scientifica, nella forza dei loro convincimenti più che nei risultati concretamente conseguiti. Un'eredità che si incardinerà nella grande vicenda di *Eni* fondata nel 1953 da Enrico Mattei nominato nell'immediato dopoguerra Commissario Straordinario dell'*AGIP*, col compito di liquidarla e convinto della necessità per il nostro Paese di disporre di una robusta e indipendente azienda petrolifera nazionale.
11. Con *Eni* si avvierà la straordinaria stagione della **ricerca mineraria nel nostro paese**. Tra 1946 e 1960, partendo praticamente da zero, l'Azienda di Stato moltiplica di 50 volte i metri perforati con un aumento delle riserve, soprattutto di gas, da valori insignificanti a 300 milioni barili petrolio equivalente nel 1953, a 661 nel 1960, a 946 nel 1970, a 3.416 nel 1980. Simmetrica la curva della produzione di petrolio a livelli comunque marginali sulla domanda interna, mentre il balzo di quella di gas sarà in grado di alimentare per molti anni l'intera domanda. La politica allocativa del gas seguita da Mattei mirava a due obiettivi. In primo luogo, l'**ammodernamento tecnologico e l'allargamento della nostra base industriale** cui il gas viene destinato per i due terzi nella prima fase della metanizzazione (1950-1970). In secondo luogo, la **riduzione dei prezzi** per rafforzare la competitività industriale e la capacità di spesa delle famiglie, col progressivo aumento dei loro usi in parallelo all'espandersi delle reti di distribuzione ad opera di società private e pubbliche. Per la seconda volta nella storia unitaria l'energia veniva a svolgere un ruolo cruciale nello sviluppo del Paese. La prima, incardinata sull'idroelettrica, la si era avuta nella fase del "decollo" economico tra 1897 e 1913. La seconda, negli anni del "miracolo" tra 1949 e 1963, incentrata su petrolio e gas.
12. Negli anni '50 l'attività di esplorazione in Pianura Padana fu frenetica, con l'impiego di otto gruppi sismici (per metà di contrattisti americani e per metà italiani) e di trenta impianti di perforazione. Un record per quell'epoca nell'intera Europa. La produzione annua, che nel 1945 era stata di 12 milioni di Sm³, balzò a 1 miliardo nel 1953, a oltre 6 miliardi nel 1960, a 12,1 nel 1970 sino a punte di 20 miliardi. In Sicilia, nel 1953 l'americana *Gulf Oil* fece le prime scoperte a olio nei dintorni di Ragusa, cui seguirono quelle di Gela (1956), sempre a olio, e quella a gas di Gagliano nel 1959. Una data storica per l'industria petrolifera italiana con l'avvio dell'esplorazione in mare col primo pozzo europeo perforato in Sicilia, nelle acque di Gela, mentre nel 1960 si perfora il primo pozzo nell'Adriatico, davanti a Ravenna, dove inizia la prima produzione europea di gas da giacimenti *offshore*. L'esplorazione petrolifera si rivolse in seguito all'Italia centro-meridionale, con le scoperte dei giacimenti metaniferi di San Salvo e Cupello in Abruzzo e di Ferrandina e Grottole in Basilicata.
13. Nel 1973 si ebbe la prima scoperta di olio negli strati profondi della Pianura Padana, a Malossa (Bergamo), a oltre 5.000 metri di profondità e nel 1984 quella ancora più consistente di Villafortuna a Trecate (Novara), il giacimento petrolifero a terra allora più grande dell'Europa Occidentale, ad oltre 6.000 metri di profondità. Nel 1988 si scoprì il giacimento a olio di Monte Alpi (Potenza), il primo dei giacimenti della Val d'Agri. Nello

stesso anno fu anche messo in produzione il giacimento *offshore* di Aquila, nel Canale d'Otranto davanti a Brindisi, situato su un fondale di 850 metri, che al tempo fu un record europeo di produzione *offshore* in grandi profondità. Infine, si ricorda che nel gennaio 1997 entrò in vigore la nuova legge petrolifera italiana, che liberalizzò le ricerche nella Pianura Padana, consentendo dal 2000 l'ingresso di compagnie private nell'esplorazione petrolifera di questo bacino.

2.2 Localizzazione geografica dei giacimenti

14. La geologia dell'Italia è molto complessa e ha dato alla penisola un assetto strutturale e sedimentario molto articolato. Ciò non ha favorito la formazione di grandi ed estesi bacini petroliferi, ma ha creato localmente situazioni favorevoli alla formazione di numerose province di una certa importanza, anche se non di grande estensione. Dal punto di vista tettonico e strutturale, l'Italia può essere suddivisa in quattro zone, legate alla presenza delle catene alpine e appenniniche: (a) un "bacino di retroarco": area poco deformata costituita dal Mar Tirreno; (b) un'area di catena, che costituisce il grande arco che va dalle Alpi agli Appennini, fino a costruire l'ossatura della Calabria e della Sicilia; (c) un'area di "avanfossa": il bacino depresso e poco deformato che si trova al fronte delle catene montuose che avanzano sul cosiddetto "avampaese", rappresentata dal margine adriatico e ionico e dal Canale di Sicilia; (d) un'area di "avampaese": la zona non ancora deformata verso la quale avanzano le catene montuose in formazione, costituita dalla Pianura Padana, dal Mare Adriatico, dalla Sicilia Sud-orientale e dal Canale di Sicilia.
15. La distribuzione delle principali provincie petrolifere rispecchia la situazione geologica: il confronto tra una carta strutturale con quella dei principali giacimenti mostra che il 40% di questi si trova in aree di catena (Appennino meridionale o della Sicilia centrale), mentre il restante 60% si trova nelle avanfosse e nell'avampaese. I giacimenti dell'alto Adriatico e della Pianura Padana sono chiusi tra il fronte delle Alpi e il fronte degli Appennini che avanzano uno verso l'altro, mentre il bacino di Pescara e il bacino dell'Adriatico meridionale sono chiusi tra gli Appennini e le Dinaridi a Est. I giacimenti dell'*offshore* calabro, della Sicilia Sud-Orientale, del Canale di Sicilia appartengono a strutture tettoniche più complesse. Le provincie petrolifere più importanti sono l'Alto e Medio Adriatico e la Pianura Padana (gas e olio), il Bacino di Pescara (olio e gas), l'Adriatico meridionale (olio e gas), l'Appennino meridionale (olio), la Fossa Bradanica pugliese (gas e olio), l'*offshore* ionico della Calabria (gas), la Sicilia centrale (gas), il Bacino Pelagico del Canale di Sicilia (olio e gas).
16. I giacimenti a olio più importanti in produzione sono quelli in Val d'Agri (Potenza), la provincia coi maggiori campi, e a Villafortuna-Trecate (Novara). In Val d'Agri gli idrocarburi si trovano in pieghe anticlinali nei calcari mesozoici della Piattaforma Apula, coperti dalle falde dell'Appennino Campano-Lucano. La loro presenza è stata rivelata dalle manifestazioni superficiali di Tramutola, sfuggiti da trappole più profonde a seguito delle deformazioni tettoniche della catena appenninica. Nei giacimenti di Villafortuna-Trecate, gli idrocarburi si trovano in rocce carbonatiche mesozoiche fratturate a causa di deformazioni alpine sepolte sotto la Pianura Padana, e costituiscono uno dei giacimenti di idrocarburi liquidi più profondo al mondo (6.200 m).
17. Altri piccoli giacimenti a olio in produzione *onshore* si trovano in Sicilia (Gela e Ragusa), in Pianura Padana (Cavone di Carpi, Modena), in provincia di Campobasso (Masseria Verticchio) e a Frosinone (Strangolagalli). Giacimenti in produzione *offshore* si trovano nel

mare Adriatico (Sarago Mare, di fronte a Civitanova Marche, Rospo Mare, di fronte a Termoli) e in Sicilia (Gela, Perla e Prezioso, di fronte a Gela, Vega, al largo di Pozzallo, Ragusa). Un altro giacimento interessante è quello di Aquila, al largo di Brindisi, oggi in attesa di ripresa della produzione.

18. I giacimenti in produzione a gas più importanti si trovano nell'offshore adriatico, in Sicilia (Gagliano, Troina, Bronte), Puglia (Candela, Ascoli Satriano e Lucera), Emilia-Romagna (Spilamberto e Dosso degli Angeli). Degni di nota sono anche i giacimenti dell'*offshore* ionico, al largo di Crotone. Tra i giacimenti dell'*offshore* adriatico si ricordano quelli al largo di Ravenna, Cervia, Rimini, Pesaro, insieme con altri minori che si susseguono fino al largo di Pescara. Un consistente numero di giacimenti con interessanti riserve di gas (oltre 40 miliardi di Sm³) è stato scoperto nell'*offshore* del Veneto, tra la foce del Po e Chioggia (VE), ma non sono mai stati sviluppati ed entrati in produzione.
19. In quest'area, ogni attività è stata, infatti, sospesa dalla seconda metà degli anni 1990 a motivo di presunti squilibri ambientali che avrebbero potuto derivare dalla subsidenza indotta dalle operazioni di estrazione del gas. Un fenomeno prevedibile, monitorabile con precisione, contrastabile con tecnologie adeguate. Probabilmente si potrebbe sviluppare un progetto pilota con il massimo dell'innovazione tecnologica disponibile, iniziando dai giacimenti prossimi a quelli già sviluppati oltre la linea mediana di confine in acque della Croazia, che dal 1999 ha preso a sviluppare propri campi metaniferi *offshore* mettendo in produzione tre campi con dieci piattaforme fisse e con riserve di gas stimate in circa 60 miliardi di Sm³. Questa attività non ha avuto nessun impatto ambientale né in territorio croato né in quello italiano.

2.3 Posizionamento dell'Italia tra i paesi europei

20. L'aspetto più rilevante nel confronto tra Italia e altri paesi europei è il rapporto tra la consistenza delle risorse – accertate o presumibili – e la loro possibilità/capacità di valorizzarle. Ovunque in Europa si siano ritrovate risorse di idrocarburi (ma il discorso potrebbe allargarsi all'intero novero delle risorse energetiche) si sono sfruttate intensivamente al di là della loro consistenza e convenienza economica, spesso supportata da interventi pubblici. In Italia questo è accaduto solo nella stagione matteiana – a fronte per altro di forti opposizioni politiche – e in parte all'indomani delle crisi petrolifere degli anni '70. La politica energetica italiana ha, in sostanza, sempre osteggiato o trascurato la ricerca mineraria e la valorizzazione delle risorse eventualmente ritrovate. **La scelta pur paradossale del nostro paese è stata, in sostanza, quella di preferire le importazioni alla produzione interna. Un'ostilità e indifferenza che si è riversata nella percezione negativa che della questione mineraria hanno sempre avuto l'opinione pubblica, i mass media, gli opinionisti.**
21. Il confronto tra Italia e resto d'Europa è molto condizionato da quella che possiamo definire l'**anomalia italiana**. I dati su cui basarlo – si tratti di riserve o produzione – sono fuorvianti: perché non espressivi dell'effettiva consistenza del patrimonio di cui potremmo beneficiare. Nel quadro geografico e geologico europeo, esclusi i grandi produttori del Mare del Nord (Norvegia, UK), **l'Italia è, infatti, un paese relativamente ricco di idrocarburi**: nel petrolio, occupa il primo posto per riserve di petrolio ed è il secondo produttore europeo dopo la Danimarca. Nel gas, invece, si attesta in quarta posizione per riserve e in sesta posizione per produzione, non tanto per la povertà assoluta del nostro sottosuolo quanto per le immani difficoltà a valorizzarlo. Va da sé che i volumi estratti siano andati poi diminuendo secondo il naturale tasso di esaurimento dei giacimenti in esercizio, non essendo questo controbilanciato dalla scoperta e messa in produzione di nuovi.

Tab.6 Produzione e Riserve Accertate di petrolio e gas principali paesi europei 2010

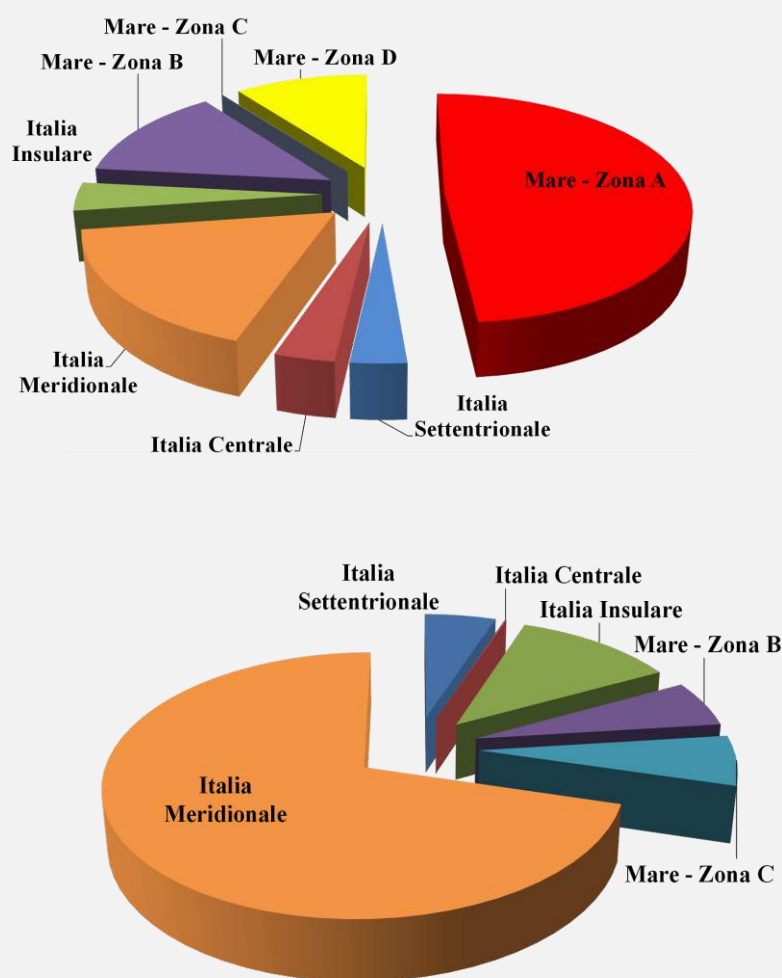
Paesi	Produzione olio	Riserve olio	Produzione gas	Riserve gas
	mln tep			
Austria	1,1	6,9	1,4	13,6
Bielorussia	1,5	27,1	0,2	16
Croazia	1,0	9,7	2,1	16
Danimarca	12,3	111,2	7,0	80
Francia	1,7	12,5	0,6	4,8
Germania	4,0	37,8	9,3	78,4
Ungheria	1,3	3,7	2,1	9,6
ITALIA	5,1	187,4	6,3	82,4
Norvegia	107,6	776,8	87,0	1988
Paesi Bassi	1,8	42,5	60,5	977,6
Polonia	1,0	13,2	3,5	78,4
Romania	4,7	82,2	8,3	484,8
Turchia	2,4	37,0	0,5	4,8
Ucraina	4,6	54,1	16,3	792
UK	68,5	391,5	49,1	395,2

Nota. Vi sono riportati i oli Paesi con produzione di olio pari o superiore a 20.000 bbl/g. Fonte: per l'Italia, UNMIG, Rapporto Annuale 2011: si fa riferimento alle riserve recuperabili; per gli altri paesi elaborazioni RIE su dati Eni, WOG 2011.

2.4 Produzione di idrocarburi in Italia

22. Nel 2011 l'Italia ha prodotto 6,6 mln tep di gas naturale (8,3 miliardi di Sm³) e 5,3 mln tep di olio greggio (106.000 bbl/g) contro un consumo annuo rispettivamente di 62,3 mln tep (77,9 miliardi di Sm³) e 71,9 mln tep (1,4 mln bbl/g). Ciò significa che l'Italia ha prodotto il 10,7% del proprio fabbisogno di gas e il 7,4% di quello di petrolio. Per un paese relativamente povero di risorse energetiche si tratta di quantitativi non trascurabili, anche perché queste percentuali sono suscettibili di aumenti rilevanti, viste le riserve di cui si dispone e a cui si potrebbe accedere se fossero consentiti maggiori investimenti. La Fig.4 riporta la produzione nazionale di gas e di olio divisa per Regioni e zone marine. Quasi il 75% del gas è prodotto *offshore* e il restante 25% a terra, essenzialmente in Basilicata, Sicilia e Puglia. L'olio invece è prodotto essenzialmente a terra, dal grande giacimento della Val d'Agri e da produzioni minori dei giacimenti siciliani e lombardo-piemontesi.

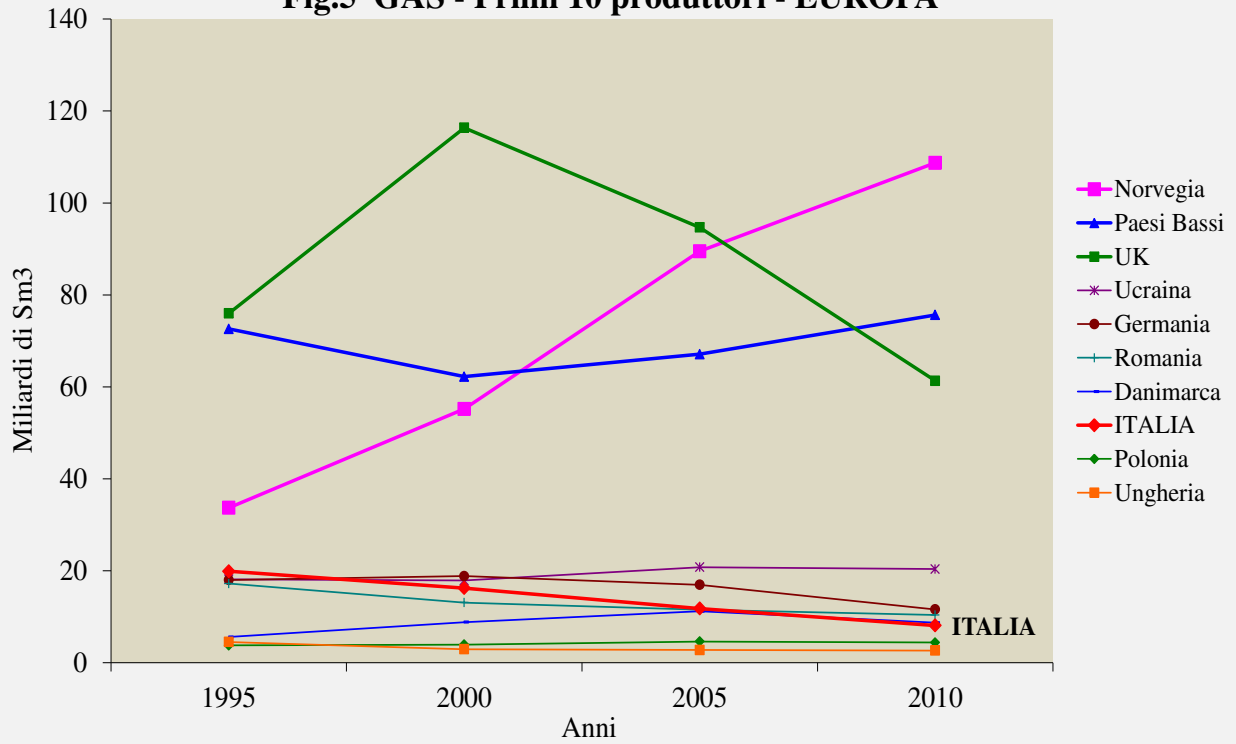
Fig.4 Produzione di Gas e Olio, 2011



Nota: le zone marine A, B e C corrispondono all'offshore adriatico, la zona marina D all'offshore della Sicilia, ove la produzione di olio è ripresa nel 2011, e quindi non figura nella produzione dell'anno 2010.

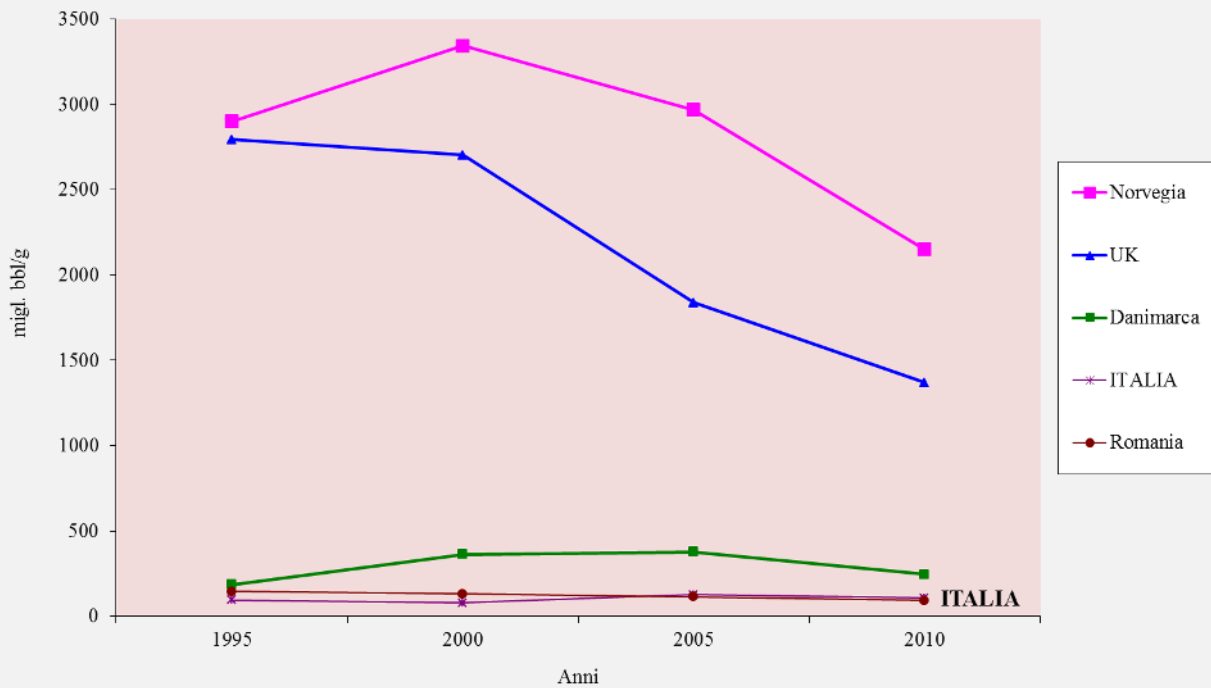
Fonte: elaborazioni RIE su dati MSE- UNMIG, Rapporto Annuale 2011

Fig.5 GAS - Primi 10 produttori - EUROPA



Nota: la legenda è in ordine decrescente di produzione.
Fonte: elaborazioni RIE su dati Eni, WOGP 2011

Fig.6 OLIO - Primi 5 produttori - EUROPA



Nota: la legenda è in ordine decrescente di produzione.
Fonte: Eni

2.5 Riserve di idrocarburi in Italia

23. La stima delle riserve è questione molto complessa. Sui valori pubblicati la correttezza non è sempre verificabile, visto che da un lato non esistono procedure standardizzate, e dall'altro non è facile discernere - fra le molte analisi disponibili - le congetture dalle strumentalizzazioni, soprattutto per le riserve ancora da scoprire. Relativamente alle risorse ancora da scoprire, ci si riferisce alle cosiddette **riserve ultime**: le quantità convenzionali che devono essere ancora scoperte o che potranno essere con più efficienza prodotte in futuro da giacimenti oggi non noti. Infatti, in un determinato istante, le riserve certe di idrocarburi dipendono dal volume dei giacimenti già scoperti, dalle tecnologie di esplorazione e di produzione, nonché dal prezzo di vendita. L'aumento delle riserve è, da una parte, legato alla scoperta di nuovi giacimenti e dall'altra all'introduzione di nuove tecnologie per aumentare il fattore di recupero. Le stime delle riserve ultime variano parecchio, poiché dipendono da valutazioni tecniche ed economiche di maggiore o minore prudenza, ad elevato livello di soggettività.
24. La fonte ufficiale dei dati sulle riserve di idrocarburi in Italia è il Ministero dello Sviluppo Economico (Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse, UNMIG) che classifica come **recuperabili** la somma delle riserve **certe** + il 50% di quelle **probabili** + il 20% di quelle **possibili**. Nel grafico di seguito si riporta l'andamento delle riserve recuperabili negli ultimi 30 anni; le produzioni cumulate, il volume totale di gas naturale o di petrolio greggio prodotti in Italia nel corso dei decenni; la produzione annua.

Box 2 - Classificazione delle Riserve

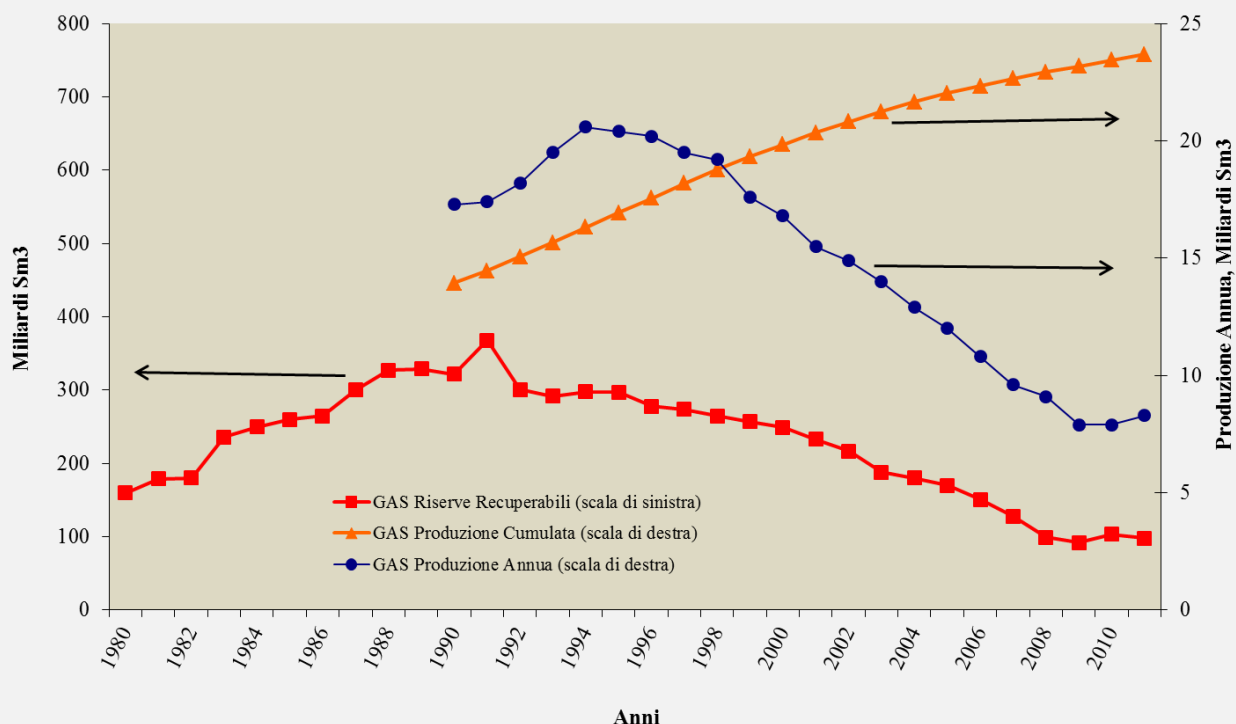
Classificazione standard delle riserve di idrocarburi, definita dalla World Petroleum Conference del 1997 congiuntamente alla Society of Petroleum Engineers (SPE), adottata dalla Security Exchange Commission (SEC) e dalla maggior parte delle compagnie petrolifere internazionali

- A. Riserve certe** (sinonimi: riserve provate o identificate) note anche come P1, rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili potranno con ragionevole certezza (probabilità maggiore del 90%) essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato. Le riserve certe sono a loro volte distinte in: a) sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima poter recuperare tramite pozzi, facilities e metodi operativi esistenti; b) non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facilities e metodi operativi sulla cui futura realizzazione la Compagnia ha già definito un preciso programma di investimenti di sviluppo, ovvero esprime una chiara volontà manageriale.
- B. Riserve non accertate.** Esse rappresentano la quantità di idrocarburi recuperabili con attendibilità relativamente inferiore, sia per motivi tecnici che economici; le riserve non accertate possono essere suddivise in:
- **Riserve probabili**, note anche come P2. Esse rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità (maggiore del 50%), in base alle condizioni tecniche, economiche e operative esistenti nel momento considerato; gli elementi di residua incertezza possono riguardare l'estensione o altre caratteristiche del giacimento (rischio minerario), l'economicità (alle condizioni del progetto di sviluppo), l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita.
 - **Riserve possibili**, note anche come P3. Esse rappresentano le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto (molto minore del 50%) rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano un grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

In tema di riserve, è utile ricordare anche la seguente terminologia:

- C. Riserve in posto.** Quantità di olio o gas fisicamente contenuto in un giacimento. Le riserve certe si ottengono moltiplicando le riserve in posto per il fattore di recupero, ossia, il rapporto tra il volume dell'olio in posto e quello effettivamente producibile, funzione del tipo di giacimento, delle strategie di coltivazione (vedi nota 3) e dell'adozione di nuove tecnologie (Anderson 2002). Tale fattore è oggi oscillante tra il 20 e il 35%, mentre solo 30 anni fa esso era compreso tra il 15 e il 20%. Il fattore di recupero dei giacimenti di gas è invece spesso superiore all'80%.
- D. Riserve recuperabili.** Combinazione pesata delle varie riserve, pari alla somma delle riserve certe, del 50% di quelle probabili e del 20% di quelle possibili.
-
-

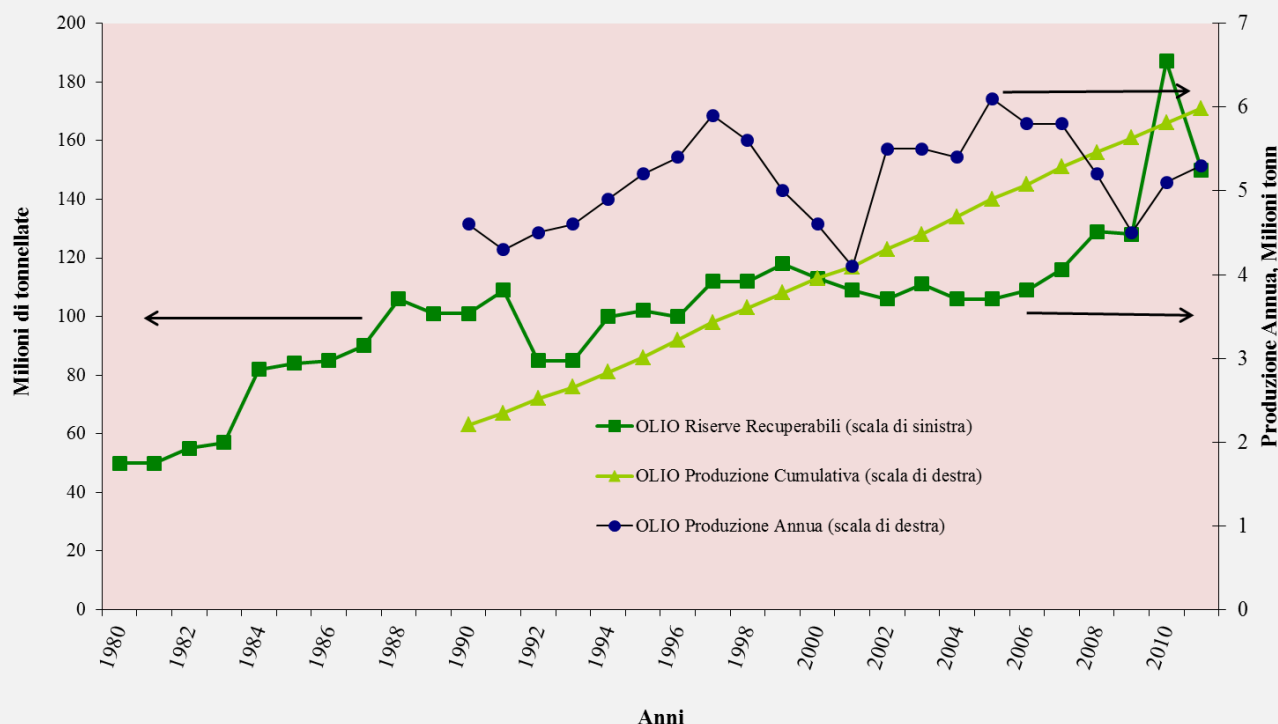
Fig.7 Gas Naturale - Riserve Recuperabili e Produzione Cumulata



Fonte: elaborazioni RIE su dati MSE-UNMIG

25. La produzione cumulata di gas a fine 2011 ammonta a 758 miliardi Sm³ (0,6 mld tep) con riserve recuperabili alla stessa data di 98 miliardi Sm³ (78,4 mln tep). L'andamento declinante delle riserve dalla prima metà degli anni '90 segue quello della produzione corrente che conosce il picco nel 1994 con circa 20 miliardi di Sm³ per poi calare progressivamente al di sotto degli 8 miliardi. A determinare questo crollo riteniamo non siano limiti di carattere geologico imposti dalla natura, ma l'impossibilità a realizzare gli investimenti, a cominciare da quelli di esplorazione. A questi si aggiungono difficoltà operative e la piccola dimensione di numerosi giacimenti difficilmente valorizzabili e gestibili – seppur economici – da società di grandi dimensioni. Diversa e molto più positiva la situazione nel petrolio, con riserve recuperabili di poco inferiori alla produzione cumulata. Fino ad oggi sono state, infatti, prodotte 171 milioni tonnellate contro un potenziale estrattivo di riserve recuperabili – se non si realizzeranno altri investimenti in esplorazione – di altre 151 milioni di tonnellate.

Fig.8 Olio - Riserve Recuperabili e Produzione Cumulata

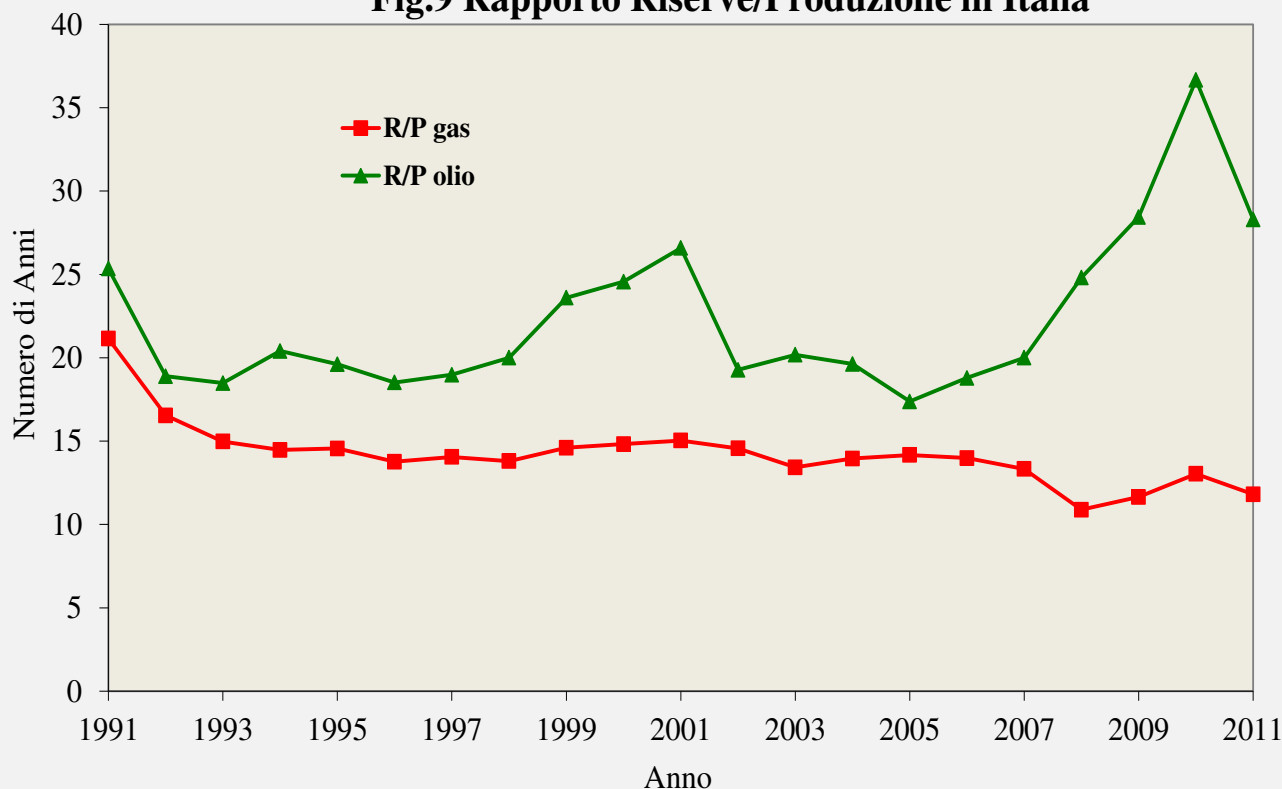


Fonte: elaborazioni RIE su dati MSE-UNMIG

2.6 Life Index

26. Il termine *Life Index* indica il rapporto tra riserve e produzione annua (R/P) ad una certa data, espresso in termini di anni. Molto spesso tale indice è impropriamente interpretato come il residuo orizzonte temporale di consistenza delle riserve, come fosse l'indicatore di livello del serbatoio di benzina di un'automobile, mentre esprime l'ammontare attuale delle riserve rispetto alla produzione ed è funzione del flusso di investimenti. All'aumentare di questi, il *Life Index* normalmente aumenta o si mantiene sui suoi livelli sino al momento in cui il giacimento non abbia raggiunto il massimo del suo stock di riserve.
27. L'andamento del rapporto R/P per il gas si è mantenuto sostanzialmente costante negli ultimi venti anni intorno ad un valore di poco inferiore a 15 anni (2010 = 13 anni) a motivo del parallelo declinare delle due grandezze. Per il petrolio, invece, il rapporto R/P ha sempre viaggiato su valori elevati, anche superiori a 20 anni, fino al balzo del 2010 a 37 anni, poi corretto a 28 nell'anno successivo: questa recente dinamica è molto probabilmente ascrivibile a un ricalcolo delle riserve dei giacimenti esistenti conseguente ad una più attenta lettura dei dati resi disponibili dall'attività estrattiva. Qualunque ne siano le ragioni, resta il fatto che l'Italia ha nel petrolio un rapporto R/P molto elevato e largamente superiore a quello medio dell'Unione Europea (meno di 11 anni, con valori per la Gran Bretagna di 7 anni e della Norvegia di 9). Segno non già della gran ricchezza del nostro sottosuolo, ma dell'incapacità a sfruttare quella che è stata stimata.

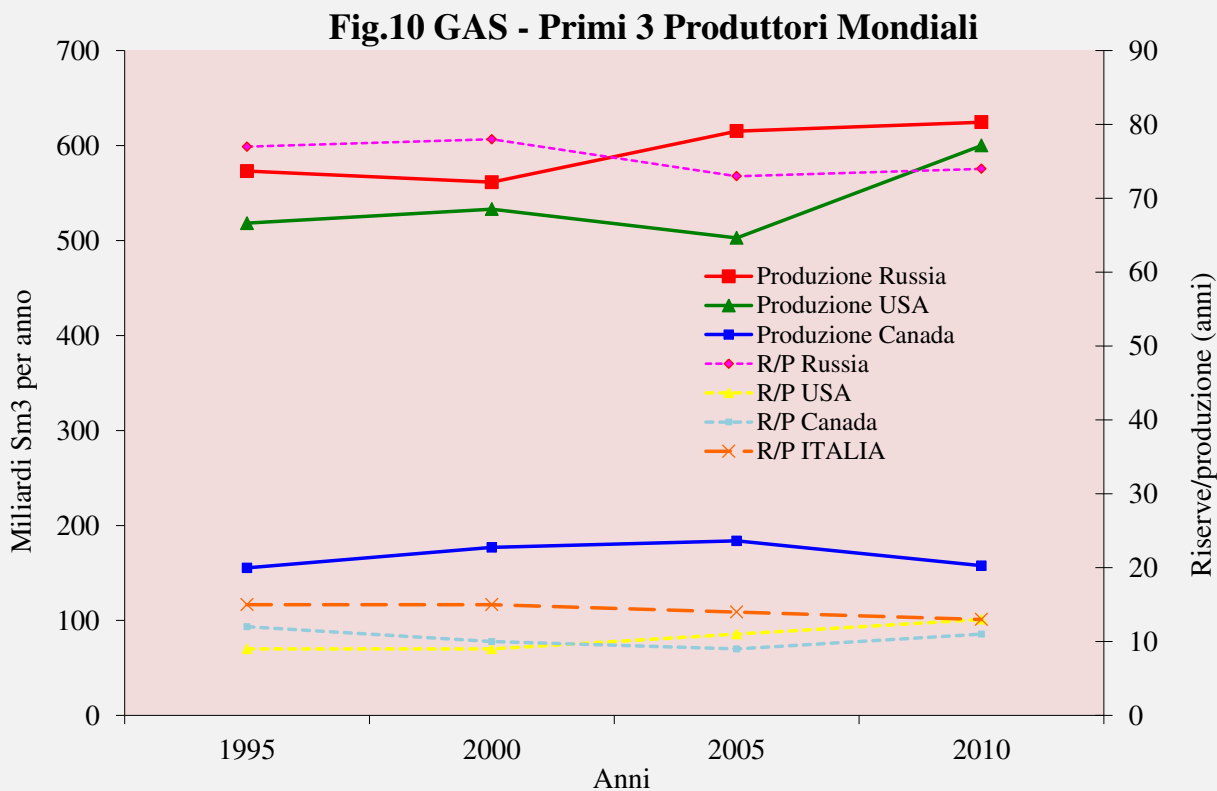
Fig.9 Rapporto Riserve/Produzione in Italia



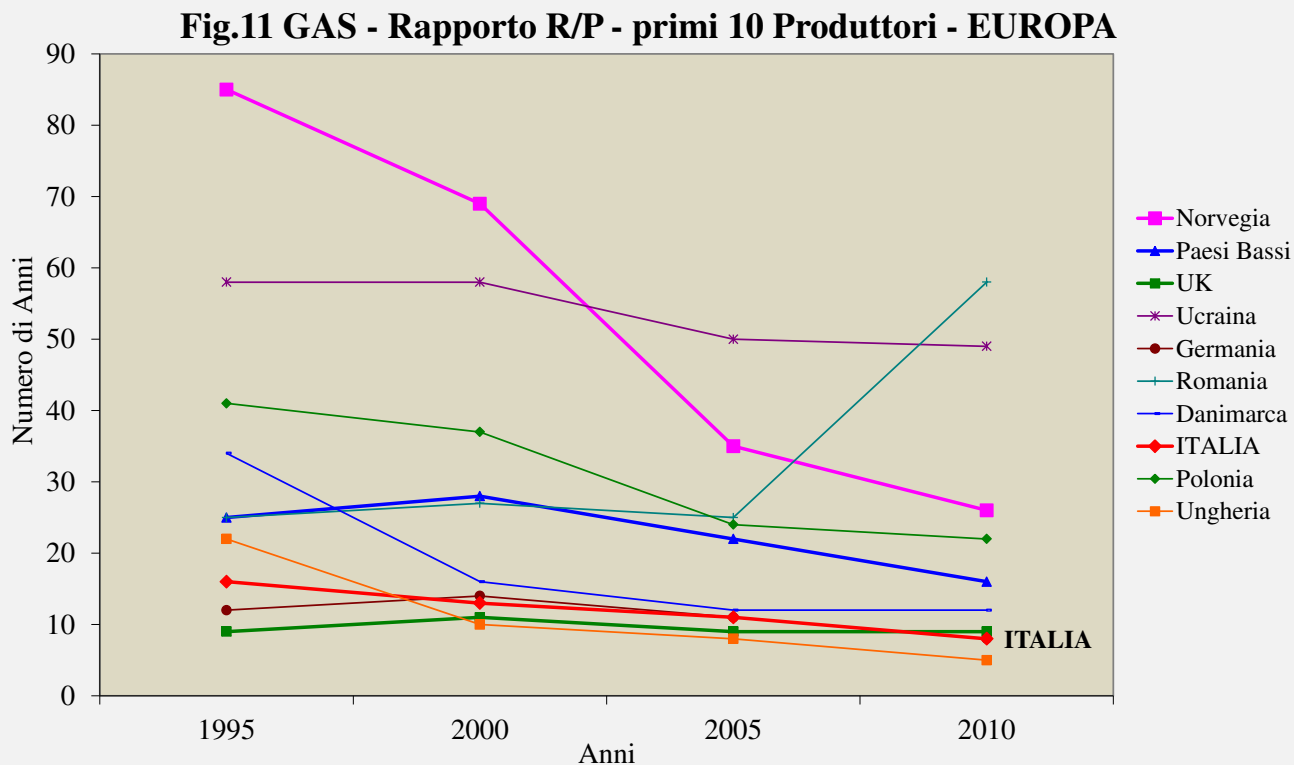
Nota: i dati sulle riserve sono la stima delle "Riserve recuperabili" pubblicate dal MSE-UNMIG.

Fonte: elaborazioni RIE su dati MSE-UNMIG

28. Come si colloca il rapporto R/P dei giacimenti italiani di gas rispetto a quello di altri Paesi, anche grandi produttori? La Fig.10 mostra la produzione dei primi tre maggiori produttori mondiali: Russia, USA, Canada in relazione ai rispettivi livelli R/P. A parte la Russia, che segna un valore di 74 anni – espressivo del grande ammontare di riserve di cui dispone – gli USA hanno un R/P di 13 anni e il Canada di 11. L'Italia ha un livello coincidente con quello americano. Dimostrazione, ancora una volta, dell'insufficiente dinamica degli investimenti. Si è inoltre posto a confronto il valore di R/P dei primi dieci produttori di gas europei. In generale, si nota un suo leggero calo in tutti i Paesi, tranne quello più rilevante registrato in Norvegia per il forte aumento della produzione. L'Italia, ottavo produttore di gas in ordine di importanza in Europa (inclusendo UK e Norvegia), mostra un rapporto lievemente decrescente.



Nota: la linea tratteggiata in arancio mostra il rapporto R/P dei giacimenti di gas italiani.
 Rapporto R/P calcolato con le sole riserve accertate P1.
 Fonte: elaborazioni RIE su dati Eni, 2011

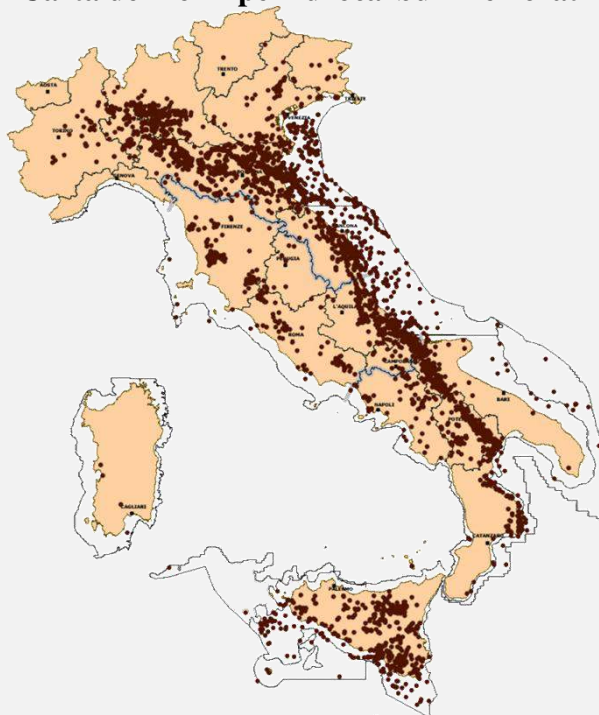


Nota: la tabella è in ordine decrescente di produzione. Rapporto R/P calcolato con le sole riserve accertate P1.
 Fonte: elaborazioni RIE su dati Eni, WOGP 2011

2.7 Pozzi perforati e numero di impianti di perforazione in attività

29. Il Ministero dello Sviluppo Economico (ufficio UNMIG) mette a disposizione un database pubblico in cui sono elencati tutti i pozzi realizzati per l'esplorazione e la produzione petrolifera in Italia a partire dal 1895 con un totale di pozzi censiti di 7.110, di cui secondo alcuni ricercatori 5.745 realizzati dal 1941 (che si può considerare l'inizio dell'epoca petrolifera a tecnologia avanzata) al 2004. Si tratta di un numero molto consistente di pozzi che ha consentito di accumulare un bagaglio conoscitivo tale da poter tracciare precisi lineamenti geologici del sottosuolo italiano. Non meno significativo è il fatto che da un numero così rilevante di pozzi non siano derivati impatti ambientali tali da creare timori e precludere un sviluppo ulteriore dell'attività di ricerca e estrattiva. L'Italia può comunque considerarsi un Paese "maturo" dal punto di vista dell'esplorazione del sottosuolo e quindi la speranza di poter trovare giacimenti tali da cambiare l'ordine di grandezza della produzione è abbastanza inverosimile. Ciò non toglie che la ripresa dell'attività di esplorazione potrebbe mettere in luce giacimenti di un certo interesse economico, da valorizzare per mezzo di tecnologie avanzate.
30. La conclusione che riteniamo di sostenere è che vi sono buoni margini per rimpiazzare le riserve sfruttate annualmente prolungando l'orizzonte di vita della produzione italiana. La maggior parte del potenziale esplorativo è legato a temi di ricerca di frontiera, ad alto rischio minerario, che ovviamente coinvolgono numerose sfide tecniche. L'attività di esplorazione a rischio medio e basso (perseguito nell'ultimo decennio) su temi di ricerca noti o strutture geologiche prossime a campi già in produzione potrà mettere in luce riserve di non rilevante dimensione unitaria, il cui sviluppo potrebbe però rivelarsi economico. Le compagnie petrolifere e l'amministrazione dovrebbero creare congiuntamente le condizioni (operatività, certezza, rapidità dei tempi) in grado permettere di accedere alla ricchezza ancora contenuta nel sottosuolo italiano che tuttora incontra l'interesse di molte compagnie sia nazionali che estere.

Fig. 12 Carta dei Pozzi per Idrocarburi Perforati in Italia



Fonte: Rapporto annuale 2006, MSE-UNMIG

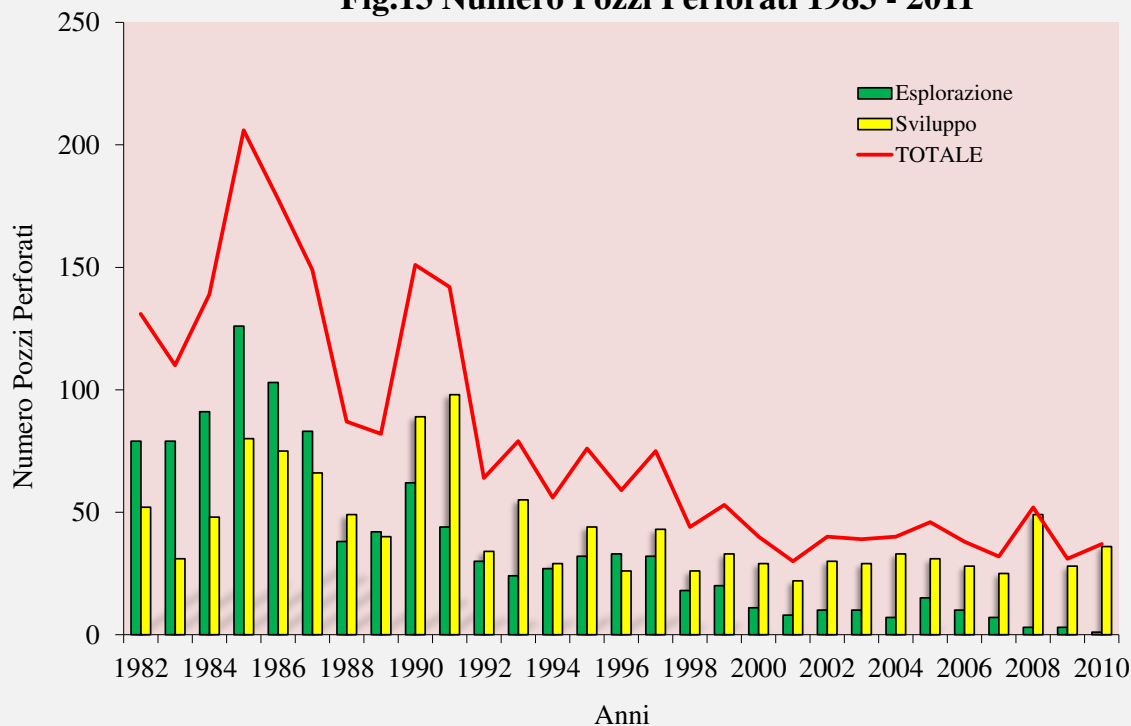
Tab.7 Attività di Perforazione Distinta per Scopo - Serie Storica (1982-2011)

Anno	ESPLORAZIONE							SVILUPPO							TOTALE		
	TERRA		MARE		TOTALE			TERRA		MARE		TOTALE					
	Num pozzi	Metri perforati	Num pozzi	Metri perforati	Num pozzi	Totale Esplorazione	Perforaz.media	Num pozzi	Metri perforati	Num pozzi	Metri perforati	Num pozzi	Totale Sviluppo	Perforaz.media	Num pozzi	Totale Perforazioni	Perforaz. media
1982	62	160.578	42	108.695	104	269.273	2.589	15	27.565	20	47.709	35	75.274	2.151	139	344.547	2.479
1983	53	126.077	26	55.816	79	181.893	2.302	27	31.098	25	57.564	52	88.662	1.705	131	270.555	2.065
1984	49	114.104	30	74.079	79	188.183	2.382	15	32.872	16	69.562	31	102.434	3.304	110	290.617	2.642
1985	57	143.365	34	67.254	91	210.619	2.314	22	49.948	26	73.892	48	123.840	2.580	139	334.459	2.406
1986	100	185.335	26	49.311	126	234.646	1.862	30	73.953	50	118.846	80	192.799	2.410	206	427.445	2.075
1987	84	174.168	19	55.784	103	229.952	2.233	34	61.118	41	100.134	75	161.252	2.150	178	391.204	2.198
1988	59	136.697	24	52.690	83	189.387	2.282	15	35.990	51	114.507	66	150.497	2.280	149	339.884	2.281
1989	29	58.586	9	23.600	38	82.186	2.163	17	50.301	32	76.074	49	126.375	2.579	87	208.561	2.397
1990	28	78.179	14	36.989	42	115.168	2.742	16	42.755	24	60.688	40	103.443	2.586	82	218.611	2.666
1991	36	83.547	26	52.094	62	135.641	2.188	35	97.161	54	187.105	89	284.266	3.194	151	419.907	2.781
1992	29	79.363	15	39.718	44	119.081	2.706	25	57.642	73	222.934	98	280.576	2.863	142	399.657	2.814
1993	24	72.426	6	10.123	30	82.549	2.752	13	16.770	21	37.414	34	54.184	1.594	64	136.733	2.136
1994	14	30.142	10	23.467	24	53.609	2.234	9	14.447	46	128.733	55	143.180	2.603	79	196.789	2.491
1995	19	55.017	8	14.793	27	69.810	2.586	19	41.380	10	26.375	29	67.755	2.336	56	137.565	2.457
1996	22	67.664	10	27.550	32	95.214	2.975	17	23.920	27	87.911	44	111.831	2.542	76	207.045	2.724
1997	22	62.800	11	30.266	33	93.066	2.820	16	34.259	10	29.285	26	63.544	2.444	59	156.610	2.654
1998	23	62.962	9	18.794	32	81.756	2.555	26	35.912	17	41.448	43	77.360	1.799	75	159.116	2.122
1999	12	25.763	6	12.374	18	38.137	2.119	14	24.476	12	28.086	26	52.562	2.022	44	90.699	2.061
2000	14	35.721	6	19.065	20	54.786	2.739	14	18.949	19	27.058	33	46.007	1.394	53	100.793	1.902
2001	9	21.610	2	2.325	11	23.935	2.176	14	52.781	15	39.086	29	91.867	3.168	40	115.802	2.895
2002	3	3.016	5	11.200	8	14.216	1.777	15	23.506	7	19.699	22	43.205	1.964	30	57.421	1.914
2003	5	11.576	5	8.658	10	20.234	2.023	9	35.182	21	28.380	30	63.562	2.119	40	83.796	2.095
2004	10	22.223	0	0	10	22.223	2.222	7	18.105	22	41.189	29	59.294	2.045	39	81.517	2.090
2005	7	15.085	0	0	7	15.085	2.155	9	16.632	24	49.399	33	66.031	2.001	40	81.116	2.028
2006	12	17.906	3	9.139	15	27.045	1.803	14	21.597	17	29.714	31	51.311	1.655	46	78.356	1.703
2007	9	15.925	1	3.517	10	19.442	1.944	13	17.886	15	33.027	28	50.913	1.818	38	70.355	1.851
2008	4	7.274	3	6.673	7	13.947	1.992	18	41.803	7	14.330	25	56.133	2.245	32	70.080	2.190
2009	3	5.627	0	0	3	5.627	1.876	29	37.124	20	37.770	49	74.894	1.528	52	80.521	1.548
2010	3	4.183	0	0	3	4.183	1.394	11	28.889	17	23.568	28	52.457	1.873	31	56.640	1.827
2011	1	715	0	0	1	715	715	14	23.474	22	31.621	36	55.095	1.530	37	55.810	1.508

NOTA: A partire dal 2003, il Ministero non pubblica più i metri perforati per altri scopi. Pertanto per uniformare la tabella non sono state incluse perforazioni per altri scopi ma solo per esplorazione e sviluppo

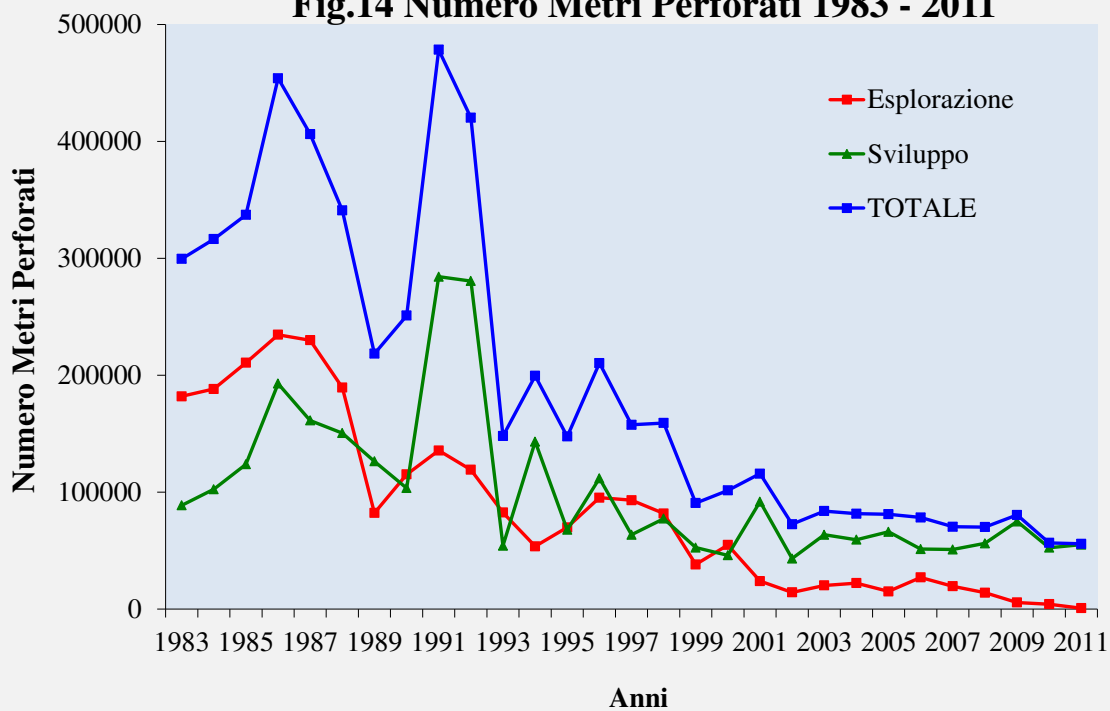
Fonte: Elaborazioni RIE su dati Rapporto Annuale 2012 MSE-UNMIG

Fig.13 Numero Pozzi Perforati 1983 - 2011



Nota: I pozzi sono distinti per scopo (esplorazione o sviluppo).
 Fonte: Elaborazioni RIE su dati MSE-UNMIG

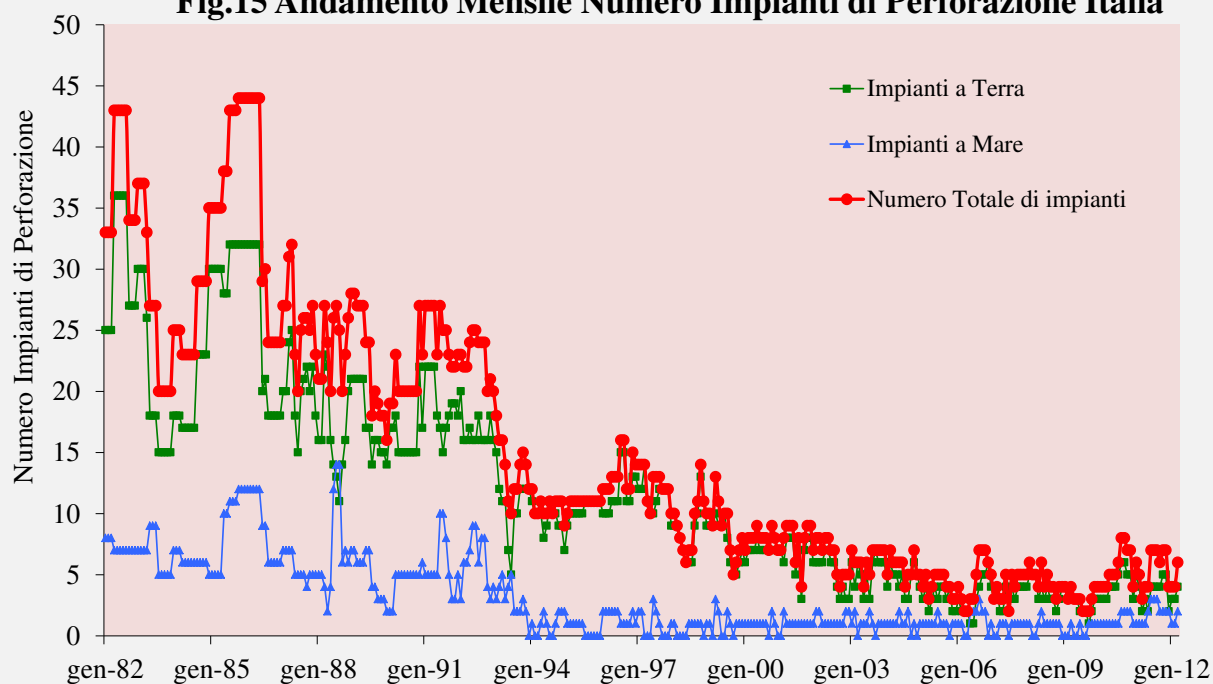
Fig.14 Numero Metri Perforati 1983 - 2011



Nota: I metri sono distinti per scopo (esplorazione o sviluppo).
 Fonte: Elaborazioni RIE su dati MSE-UNMIG

31. Dai grafici riportati emerge con evidenza il declino dell'attività sia di esplorazione che di sviluppo. Nonostante la non trascurabile presenza di idrocarburi, l'attività di perforazione ha segnato un crollo a partire dai primi anni Ottanta – dai 344.547 metri del 1982 ai 55.810 del 2011 (-84%) – concentrato nell'esplorazione, con 715 metri perforati nel 2011 contro i 269.000 del 1982 (e i quasi 7.000 del 1946). Simmetrico il drastico calo del numero di pozzi perforati: passati dai 139 del 1982 ai 37 del 2011 (-73%), con quelli esplorativi crollati da 101 a 1. **Queste cifre testimoniano che l'attività di esplorazione in Italia è sostanzialmente ferma ed è una situazione che perdura da quasi dieci anni.** Parallelamente al numero di metri e pozzi perforati è interessante analizzare il numero di impianti di perforazione attivi, indice dell'attività di esplorazione e, più in generale, del volume di investimenti. La Fig.15 ne mostra l'andamento mensile dal gennaio 1982 al gennaio 2012 suddiviso per impianti di perforazione a terra e a mare. Essa riflette la stessa tendenza osservata per il numero di pozzi perforati con un numero massimo di impianti registrato nel 1982 con 43 unità (7 *offshore*) contro i 6 del 2011 (2 *offshore*). Va da sé che il crollo del mercato interno ha penalizzato l'industria nazionale costretta ad operare solo sui mercati internazionali.

Fig.15 Andamento Mensile Numero Impianti di Perforazione Italia



Nota: suddiviso per impianti di perforazione a terra e a mare.

Fonte: Baker Hughes

32. Il confronto dell'Italia con l'attività di esplorazione europea è riassunto nella Tab.8 che riporta il numero di impianti di perforazione attivi in Europa al marzo 2012, suddivisi per attività a terra o a mare, impegnati in diversi temi (olio, gas, geotermia, gas non convenzionale). In Europa l'attività di esplorazione è fortemente concentrata in Turchia (25 impianti), UK (16 impianti, di cui 14 *offshore* ad alta tecnologia), Polonia (10 impianti, forte sviluppo del gas non convenzionale), Norvegia (10 impianti *offshore* ad alta tecnologia) e Romania (10 impianti). Nel resto dei Paesi europei l'attività è paragonabile a quella dell'Italia.

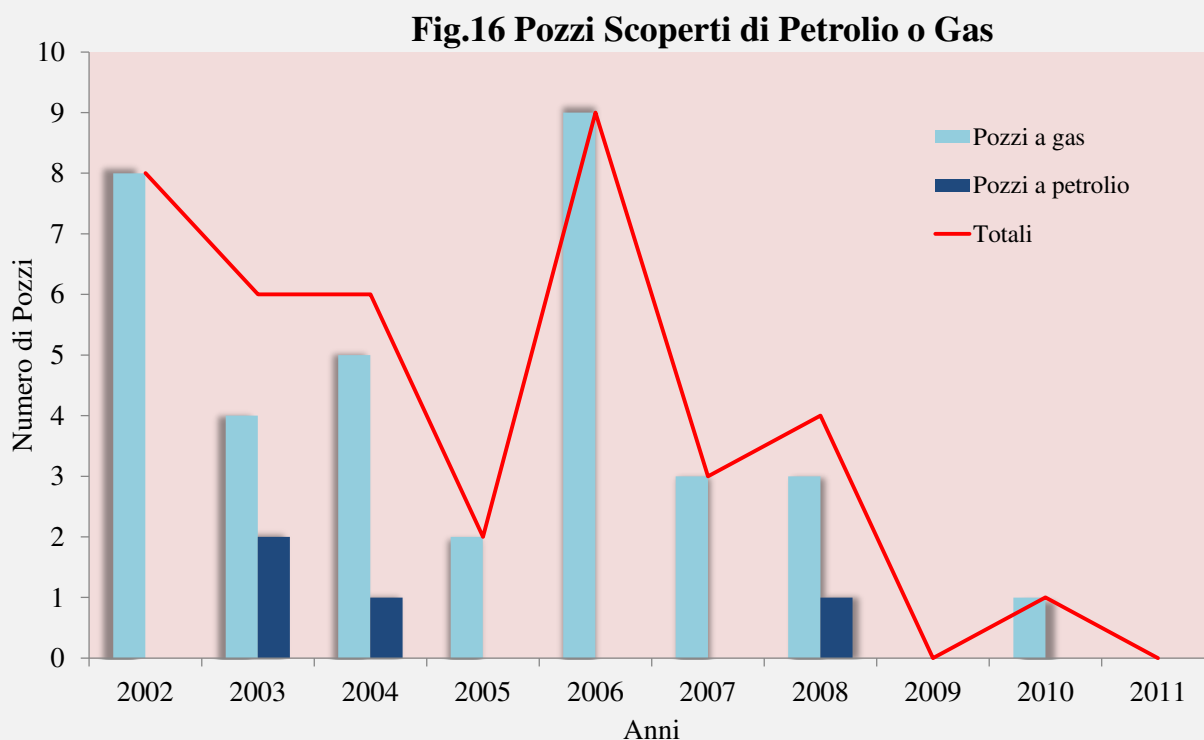
Tab.8 European Rig Count Data (1 aprile, 2012)					
	Onshore	Offshore	Olio	Gas	Misc
Austria	2	0	1	0	1
Danimarca	0	3	1	2	0
Germania	5	0	1	0	4
Paesi Bassi	2	4	0	6	0
Ungheria	1	0	1	0	0
Italia	1	2	1	2	0
Norvegia	0	21	21	0	0
Polonia	9	0	0	8	1
Romania	8	0	6	2	0
Spagna	1	0	0	1	0
Turchia	22	1	17	5	1
UK	1	17	14	4	0
Ex- Jugoslavia	1	0	1	0	0
Altri	14	3	11	3	3
Totale	67	51	75	33	10

Nota: dati al 1 aprile 2012, suddivisi per attività (terra o mare) e impegnati in esplorazione di temi a olio, gas o altri.

Fonte: <http://www.energydigger.com/rig-counts/european-rig-counts.aspx>

2.8 Tasso di successo tecnico

33. Il tasso di successo tecnico esprime il rapporto tra il numero di pozzi che hanno portato alla dichiarazione di scoperta di un giacimento e il numero di pozzi esplorativi perforati. Visto il numero di pozzi esplorativi perforati in Italia nell'ultimo decennio (in media, meno di 10 pozzi all'anno), il numero che esprime il tasso di successo tecnico annuale non ha significato statistico. Vale comunque la pena rilevare che, nonostante la scarsa attività di esplorazione, sono state fatte diverse scoperte, elencate nella Figura seguente:



Fonte: Rapporto annuale 2012, MSE-UNMIG

34. Dal 2002 al 2011 in Italia sono stati perforati 74 pozzi esplorativi, dei quali 39 hanno dichiarato la scoperta di un giacimento. In questo intervallo di tempo, il tasso di successo è pari al 50%, percentuale molto elevata (in molte zone il tasso di successo è anche solo del 10%). Ciò significa che le moderne tecniche di prospezione geochimica, geologica e geofisica sono in grado di localizzare i pozzi esplorativi con molta più accuratezza rispetto al passato. E, non ultimo, riteniamo che in Italia vi sia ancora un buon potenziale petrolifero non espresso. La Fig.17 mostra l'ubicazione geografica dei suddetti ritrovamenti, anni 2002 – 2010, dove sono anche evidenti le aree in cui si concentra maggiormente l'attività di esplorazione. Si tratta esclusivamente di piccoli ritrovamenti nei pressi di aree già in produzione.

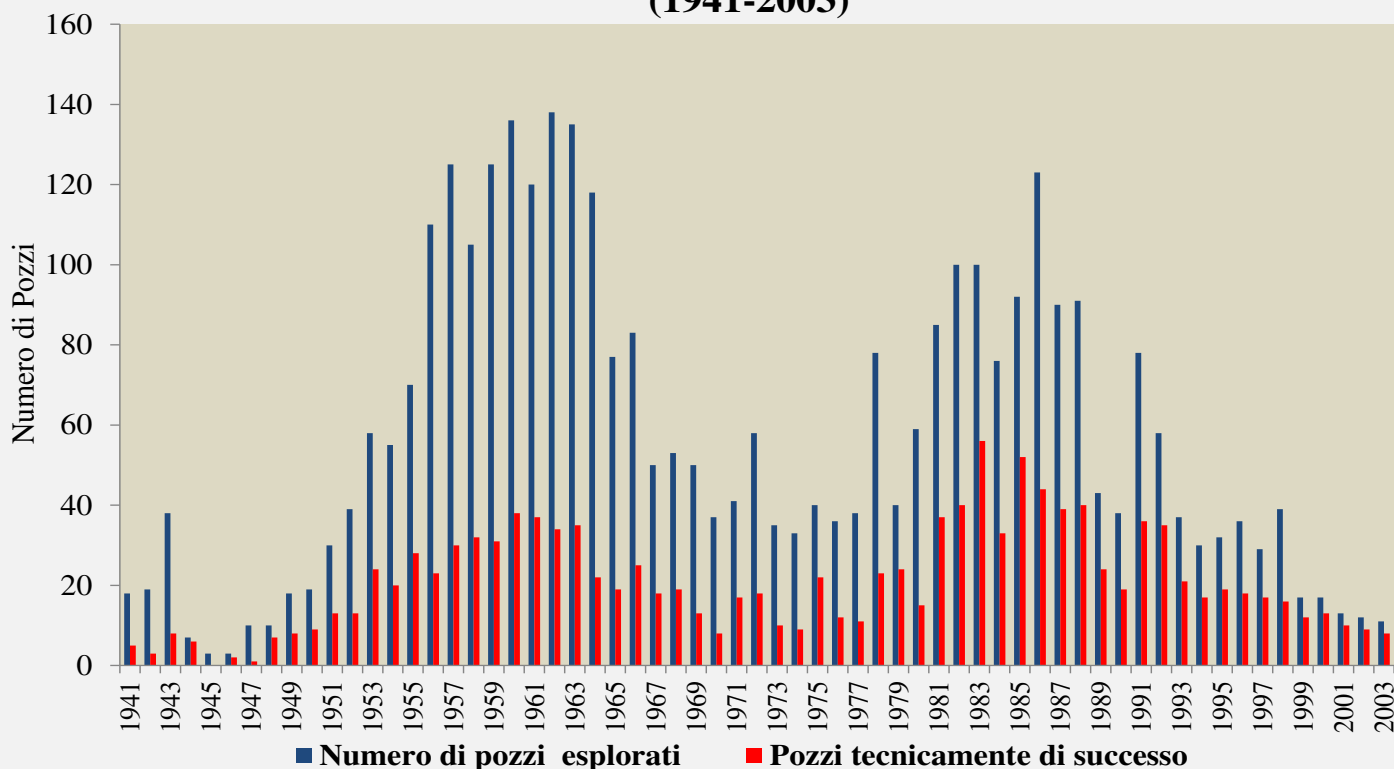
Fig.17 Ubicazione Geografica delle Scoperte, anni 2002 – 2010



Nota: in rosso, l'unico ritrovamento del 2010.
Fonte: Rapporto annuale 2011, MSE-UNMIG


35. Il trend storico (1941 – 2003) del tasso di successo tecnico in Italia è riportato nella seguente Figura, ove si nota che da tassi del 10-30%, tipici fino agli anni 1960 – 1970, si passa a tassi molto superiori verso la fine degli anni 1980 e 1990 (fino ad oltre il 50%, in linea con il tasso di successo dell'ultimo decennio).

Fig. 18 Trend Storico del Tasso di Successo Tecnico in Italia (1941-2003)



Fonte: Elaborazioni RIE su dati Michelotti, 2004

3.1 La tecnologia e la consapevolezza della propria forza

1. La storia dell'industria petrolifera ha sin dall'inizio evidenziato la centralità della leva tecnologica nello sviluppo dell'intera catena operativa dell'*upstream* petrolifero. Dalle tecnologie dipendono i principali parametri produttivi dell'industria: tasso di successo esplorativo, recupero dei campi, efficienza della produzione, miglioramento delle condizioni di sicurezza delle operazioni, riduzione dell'impatto ambientale. Innovazione e *know how* tecnologico sono decisivi per raggiungere una serie di obiettivi strategici, in particolare:
 -  **Riduzione del rischio minerario:** le nuove tecnologie costituiscono un fattore chiave per aumentare il tasso di successo esplorativo (con maggior aumento delle riserve), ridurre i costi esplorativi, sviluppare in modo ottimale la produzione e diminuire il “*time to market*” (tempo necessario a portare il primo barile sul mercato);
 -  **Aumento del fattore di recupero:** l'applicazione di nuove tecnologie potrebbe aumentare fino al 60% circa il fattore di recupero di campi (anche se con maggiori costi) e risulterà determinante per aumentare la disponibilità di idrocarburi specie in aree di frontiera sotto il profilo geologico e ambientale;
 -  **Ottimizzazione dell'efficienza** di costruzione e gestione dei pozzi e degli impianti di trattamento degli idrocarburi in superficie;
 -  **Sviluppo idrocarburi non convenzionali** (giacimenti in acque ultra profonde, oli ultra pesanti, sabbie bituminose, scisti, gas non convenzionale, etc.): si prevedono rapidi progressi anche in queste aree tecnologiche, la cui importanza è destinata a crescere nel lungo periodo.
2. **L'industria italiana degli idrocarburi ha avuto da sempre particolare attenzione alla ricerca tecnologica, alla capacità tecnico-professionale, alla cultura mineraria** nelle sue diverse diramazioni disciplinari. E' attraverso il valore assegnato alla conoscenza, alla sua diffusione, alla sua germinazione interdisciplinare che l'Italia ha saputo sopperire alla scarsità delle sue risorse minerarie, alla carenza di quelle finanziarie, alla ristrettezza dell'impegno industriale affermandosi a livello mondiale come leader tecnologico e guadagnando non solo con *Eni* posizioni primarie partendo da zero.
3. Ciò ha favorito la nascita e il consolidamento di aziende italiane a forte contenuto tecnologico che operano in tutto il mondo nella fase mineraria e in quella impiantistica e dei servizi ad essa strumentale. Le eccellenze tecnologiche italiane in questo settore riguardano principalmente il campo della perforazione (impianti di concezione innovativa esportati in tutto il mondo), delle tecnologie di pozzo (nuovi sistemi di perforazione direzionata, sviluppo di tecnologie per il controllo idraulico, ottimizzazione del progetto pozzo, etc.) e la ricerca di soluzioni ambientali innovative.

3.2 I distretti industriali

4. I distretti industriali rappresentano un originale modello organizzativo dell'attività industriale che ha consentito al nostro Paese di affermarsi nell'ultimo mezzo secolo in posizione di assoluta eccellenza mondiale in numerosi comparti produttivi. Un modello di divisione del lavoro tra imprese altamente specializzate di una medesima filiera produttiva in un medesimo ambito territoriale che, come osservano Alberto Quadro Curzio e Marco Fortis, è “*espressione congiunta della società e dell'economia*”, ovvero “*forma comunitaria, aggregativa, sociale, solidale*”. Realtà produttive che, meglio della grande industria, hanno saputo sfruttare le potenzialità della specializzazione flessibile facendo valere la propria integrazione orizzontale e sociale su quella verticale e fordista tipica delle *corporate*.
5. Un importante tessuto di piccole e medie imprese di tradizione artigiana è così cresciuto in un sistema a rete forte dello stretto legame con il territorio e con le sue storiche attività, raggiungendo notevoli posizioni di *leadership* nonché veri e propri primati in innumerevoli produzioni “di nicchia”, ma non per questo meno importanti. La debolezza e la dispersione di molti è divenuta la forza d'unione di intere realtà locali che hanno destato l'interesse e l'ammirazione mondiale tanto da arrivare a definire questo peculiare fenomeno italiano con la celeberrima etichetta *Made in Italy* e farne sinonimo di qualità ed affidabilità.
6. Quattro sono i tratti distintivi dei distretti industriali, già presenti nelle pagine che Alfred Marshall scriveva nella seconda metà del XIX secolo osservando le aree tessili di Lancashire e Sheffield. «*Quando si parla di distretto industriale si fa riferimento ad un'entità socioeconomica costituita da un insieme di imprese, facenti generalmente parte di uno stesso settore produttivo, localizzato in un'area circoscritta, tra le quali vi è collaborazione ma anche concorrenza*». Da qui, quattro tratti distintivi: (a) una specifica realtà sociale oltre che economica, (b) concentrata in una determinata area geografica; (c) dove prolifera la specializzazione di una precisa categoria di prodotti; (d) ovvero una filiera in grado di curare l'intera catena del valore grazie alla presenza di una molteplicità di imprese che collaborano ma allo stesso tempo competono. Questa dinamica relazionale tra imprese favorisce il coordinamento dell'intero sistema conferendogli al contempo un elevato dinamismo ed elevati livelli di efficienza.
7. L'interazione tra individui e la rapida circolazione di idee, conoscenze, esigenze produce reciproche esternalità positive e stimola l'innovazione legata a processi di *learning by doing*. Gli errori e le esperienze rappresentano un bacino di conoscenza prezioso in ogni processo di innovazione, anche se difficilmente trasferibile con gli ordinari canali di comunicazione. Germoglia in questo modo una vera e propria **cultura distrettuale**, un’“atmosfera culturale” nelle parole di Marshall, intimamente legata al territorio ed alla sua tradizione. Non sono estranee al successo dei distretti le istituzioni scientifiche – università, centri di ricerca, dipartimenti delle imprese più grandi – bensì ne sono parte integrante tale da alimentare questo virtuoso circuito produttivo e conoscitivo. Questo particolare modello organizzativo/imprenditoriale consente in conclusione lo **sviluppo di sinergie** prodromiche ad una produzione che in determinate realtà sociali e geografiche – come quella italiana – si rivela più efficiente di quanto non accada all'interno di singoli grandi stabilimenti. Non è un caso, dunque, che i distretti vantino un posto significativo nella storia e nella vitalità economica del nostro paese.

3.3 I distretti petroliferi

8. Sebbene ne rappresentino la più classica e celebre espressione, la logica industriale dei distretti non può confinarsi ai tradizionali comparti manifatturieri del tessile, calzaturiero, mobilio. Anche la ultra secolare storia dell'industria italiana degli idrocarburi – che può farsi risalire alla prima metà dell'Ottocento – ha generato concentrazioni territoriali di sapere minerario, tecnico, impiantistico, trasversali a tutte le fasi in cui suole articolarsi. Riteniamo, quindi, che l'accezione di distretto possa riferirsi anche al comparto petrolifero, anche se scarsamente noto e indagato. Tra i segmenti tecnologici storicamente più importanti vi sono quelli dei servizi all'attività di ricerca/estrattiva; della progettazione/costruzione di impianti di perforazione, fioriti agli inizi del XX secolo nelle aree in cui andava diffondendosi l'attività di ricerca.
9. Aree produttive che presentano i tratti tipici dei distretti industriali: bacini di conoscenza altamente specializzati; caratterizzati da accentuate divisioni del lavoro tra imprese; forti dinamiche di interdipendenza ma anche di concorrenzialità. La filiera *upstream* dell'industria degli idrocarburi è di fatto scomponibile in numerosi rami d'attività cui partecipa un'ampia varietà di compagnie piccole e medie più o meno internazionalizzate che ruotano attorno ad una società *leader*: la compagnia petrolifera incaricata di esplorare e mettere in produzione i giacimenti. Le 191 voci di prodotti e servizi che interessano l'attività mineraria⁷ – per la quasi totalità interessanti il comparto petrolifero – possono rendere l'idea della complessa articolazione della filiera *upstream* che riproponiamo in versione semplificata nel Box 3.
10. In Italia è presente un cospicuo numero di compagnie petrolifere e imprese fornitrici di beni e servizi, sia italiane che estere, altamente specializzate ed in grado di ricoprire l'intera catena del valore. Se ne possono contare 57 del primo tipo⁸, compagnie che detengono concessioni di coltivazione, permessi di ricerca o che hanno fatto istanza per l'una o l'altra attività; mentre 157 sono individuabili come fornitrici di beni e servizi di supporto alle attività estrattive⁹, sebbene l'indotto reale di imprese che ruotano attorno al settore anche solo con una piccola quota del proprio portafoglio coinvolga un numero di imprese di gran lunga superiore. Basti pensare che le sole attività del Distretto Meridionale (DIME)¹⁰ *ENI* in Val d'Agri coinvolgono in via diretta un numero di imprese, locali e non, pari a 110.

⁷ Tabella Merceologica Assomineraria: Attività, Prodotti e Servizi delle Aziende Associate
http://www.assomineraria.org/news/attach/tabella_merceologica_aziende_associate.xls.

⁸ Dati MSE-UNMIG.

⁹ Imprese Assomineraria, ANIMP, ROCA.

¹⁰ Il DIME è il Distretto Meridionale della Divisione Esplorazione e Produzione di *ENI* che gestisce le attività di Basilicata, Puglia e Campania.

Box 3 - Scomposizione Filiera Upstream

Valutazione del potenziale minerario di un'area (*basin assessment*), negoziazione e *permitting*

- *Modellazione geologica (Compagnia Petrolifera)*
- *Valutazione del potenziale esplorativo (Compagnia Petrolifera)*
- *Negoziazione (Compagnia Petrolifera)*
- *Acquisizione dei titoli minerari (Compagnia Petrolifera)*

Esplorazione geologica e geofisica

- *Rilievi cartografici, geologici, geochimici e geofisici (Compagnia Petrolifera + Compagnie di Servizio)*
- *Interpretazione dei dati di campo (Compagnia Petrolifera + Compagnie di Servizio)*

Perforazione esplorativa

- *Perforazione del primo pozzo esplorativo*
 - Progettazione (Compagnia Petrolifera)*
 - Esecuzione (Compagnia di noleggio impianti di perforazione + varie Compagnie di Servizio di perforazione)*
 - Fornitura beni (Aziende produttrici di materiale tubolare, scalpelli, fanghi, cemento)*
 - Interpretazione prove di produzione (Compagnia Petrolifera + Compagnie di Servizio)*
- *Perforazione dei pozzi di appraisal*
 - Vedi sopra, perforazione pozzo*
- *Studio di giacimento (Compagnia Petrolifera + eventuali Compagnie di Servizio)*
- *Studio di fattibilità economica (Compagnia Petrolifera)*

Fase di sviluppo di un campo

- *Perforazione dei pozzi di sviluppo (vedi sopra pozzo esplorativo)*
- *Progettazione e costruzione delle infrastrutture di produzione e trasporto (Compagnia Petrolifera + Servizi di ingegneria + Compagnie costruttrici di impiantistica + Aziende fornitrici di beni e strumentazione)*

Fase di produzione

- *Gestione della produzione fisica (Compagnia Petrolifera)*
- *Gestione/ingegneria del giacimento (reservoir management) (Compagnia Petrolifera)*
- *Manutenzione e interventi sui pozzi (workover)*
 - Vedi sopra, perforazione pozzo*
- *Manutenzione infrastrutture (Compagnia Petrolifera e/o Compagnie di Servizio)*

Fase di abbandono del campo

- *Abbandono dei pozzi (chiusura mineraria)*
 - Vedi sopra, perforazione pozzo*
- *Dismissione degli impianti e ripristino ambientale (Compagnia Petrolifera + Compagnie di Servizio)*

11. **Le imprese italiane sono in grado di coprire la quasi totalità dei servizi strumentali all'attività *upstream* con un livello di specializzazione che le colloca su posizioni di *leadership* sui mercati internazionali. Ne consegue che investimenti nella valorizzazione delle nostre risorse minerarie si traducono in lavoro e occupazione per le nostre imprese, in misura molto maggiore di quanto possa dirsi per altre opzioni energetiche** (ad iniziare dagli investimenti nelle risorse rinnovabili). Molte compagnie italiane hanno saputo sfruttare il forte dinamismo dei mercati esteri partecipando ai maggiori progetti di investimento anche in aree di frontiera.
12. **Alcune imprese sono cresciute fino a divenire veri e propri colossi internazionali. Ne è un esempio la Nuovo Pignone di Firenze** che, contrariamente ai timori iniziali legati alla sua vendita alla General Electric (GE) nel 1994, è oggi capofila della divisione *Oil & Gas* della GE Energy: rappresenta l'unico caso in cui una capofila della GE non ha la sede centrale negli Stati Uniti. E' uno dei leader mondiali nella progettazione e fornitura di prodotti e servizi per tutti i segmenti dell'industria petrolifera e trattamento gas (perforazione, produzione, gas naturali liquefatti, oleodotti/gasdotti, stoccaggi gas, generazione di energia elettrica, raffinazione e industria petrolchimica); in particolare, detiene una quota rilevante del mercato mondiale delle turbine a gas e a vapore, dei compressori centrifughi e alternativi, delle pompe, delle valvole di controllo e di sicurezza nonché dei sistemi di misurazione. Oltre alle sue numerose eccellenze produttive sono da rilevare le importanti attività di ricerca e formazione svolte dalla compagnia.
13. **Altro colosso italiano è Saipem**, *leader* mondiale nella fornitura di servizi di ingegneria, di *procurement* (insieme delle attività atte a garantire i materiali ed i servizi necessari alla realizzazione dei progetti), di *project management* (gestione ottimizzata dei progetti grazie al coordinamento delle attività tra loro interconnesse ed integrate) e di costruzione anche in aree remote e in acque profonde grazie all'elevato *know how* tecnologico e a garantiti sistemi di sicurezza e qualità. L'insieme di queste eccellenze rendono Saipem uno dei principali *contractor* "chiavi in mano" dell'industria petrolifera mondiale con significative presenze in aree strategiche chiave ed emergenti quali l'Africa Occidentale e Continentale, l'ex Unione Sovietica, l'Asia Centrale, il Medio Oriente e il Sud Est Asiatico. Oltre al forte contenuto europeo, la maggior parte della sua base di risorse umane proviene da paesi in via di sviluppo, per un totale di oltre 40.000 dipendenti di più di 110 nazionalità diverse.
14. **Oltre ai grandi colossi, lo sviluppo dell'industria petrolifera in Italia e il dinamismo dei mercati esteri hanno favorito la crescita anche di piccole e medie eccellenze italiane affermatesi in tutto il mondo.** Ne è un illustre esempio la Rosetti Marino di Ravenna, gruppo integrato di società che da tempo fornisce servizi di ingegneria e costruzione e opera in qualità di *partner* affidabile di grandi compagnie di fama internazionale. L'ampia gamma di prodotti (che va dalle piattaforme *offshore* agli impianti modularizzati), la capacità di offrire pacchetti "chiavi in mano", la prestigiosa reputazione internazionale confermata dalle alleanze con grandi imprese e la forte ricerca tecnologica hanno consentito alla Rosetti Marino di espandersi oltre l'Italia, verso numerosi mercati emergenti come Kazakistan, Russia, Croazia, Portogallo, Egitto, Libia e Algeria che ne hanno altresì stimolato il rinnovamento e l'adeguamento dei siti produttivi italiani e la creazione di nuove realtà produttive nelle aree geografiche di maggiore interesse.
15. Tra gli altri autorevoli nomi, si citano: il Gruppo Techint di Milano, la cui divisione Engineering & Construction ha installato circa 70.000 km di pipeline per petrolio e gas naturale in tutto il mondo e realizza progetti complessi in America Latina, Europa, Medio Oriente e Africa con un approccio "multi-locale" che le consente una profonda conoscenza delle condizioni locali, degli standard tecnici, delle leggi e regolamenti dei paesi in cui

opera; la Drillmec di Piacenza: *leader* internazionale nella progettazione, produzione e distribuzione di impianti ed attrezzature di perforazione e *workover* sia *onshore* che *offshore* che le hanno consentito di sviluppare 6 centri operativi (Piacenza, 250.000 m³; Parma, 3.500 m³; Gorizia, 15.000 m³; Houston -USA, 8.000 m³, Fujairarah –EAU, 40.000 m³, Karthoum – Sudan, 2.000 m³), 35 uffici di rappresentanza, 6 compagnie sussidiarie. Certamente, l'elenco di eccellenze italiane che operano nel parapetroliero non si esaurisce qui. Numerose altre compagnie vantano competenze di alto livello e un'ottima reputazione internazionale ma una loro trattazione esaustiva esula dallo scopo di questo studio.

16. Si segnala anche che da decenni, le prospettive di sviluppo dell'attività nazionale – e il dinamismo registrato negli anni passati – hanno attirato le maggiori compagnie estere di servizio, tanto che alcune di esse hanno scelto l'Italia come sede logistica non solo per coprire le attività interne, ma per fornire beni e servizi anche a paesi vicini. Imprese dall'elevato contenuto tecnologico e conoscitivo che si sono calate nella realtà locale con personale italiano e/o internazionale contribuendo allo sviluppo ed alla vivacità del settore. Compagnie come *Schlumberger*, *Halliburton*, *BJ* e *Weatherford*, ad esempio, hanno scelto come sede per le proprie attività il distretto industriale di Ortona (CH) contribuendo a renderlo tale e da cui sono sorte numerose compagnie locali, come *Italfluid*, *NSC*, *Proger*, divenute in seguito vere e proprie eccellenze nel business internazionale degli idrocarburi.

[BOX 4: PRESENZA ESTERA IN ITALIA, PRESENZA ITALIANA ALL'ESTERO]

Compagnie di Servizio Estere che operano in Italia

Tutte le maggiori compagnie di servizio internazionali operano in Italia da decenni. Alcune hanno sedi per coprire l'attività in Italia, ma anche in zone limitrofe (tipicamente nel bacino del Mediterraneo).

Di norma, impiegano personale italiano e/o estero.

HALLIBURTON (RA PE)
BAKER (MI, RA, PE)
SCHLUMBERGER (MI, RA)
BJ (ora Baker, PE)
WEATHERFORD (CH)
GENERAL ELECTRIC OIL & GAS - NUOVO PIGNONE (FI)

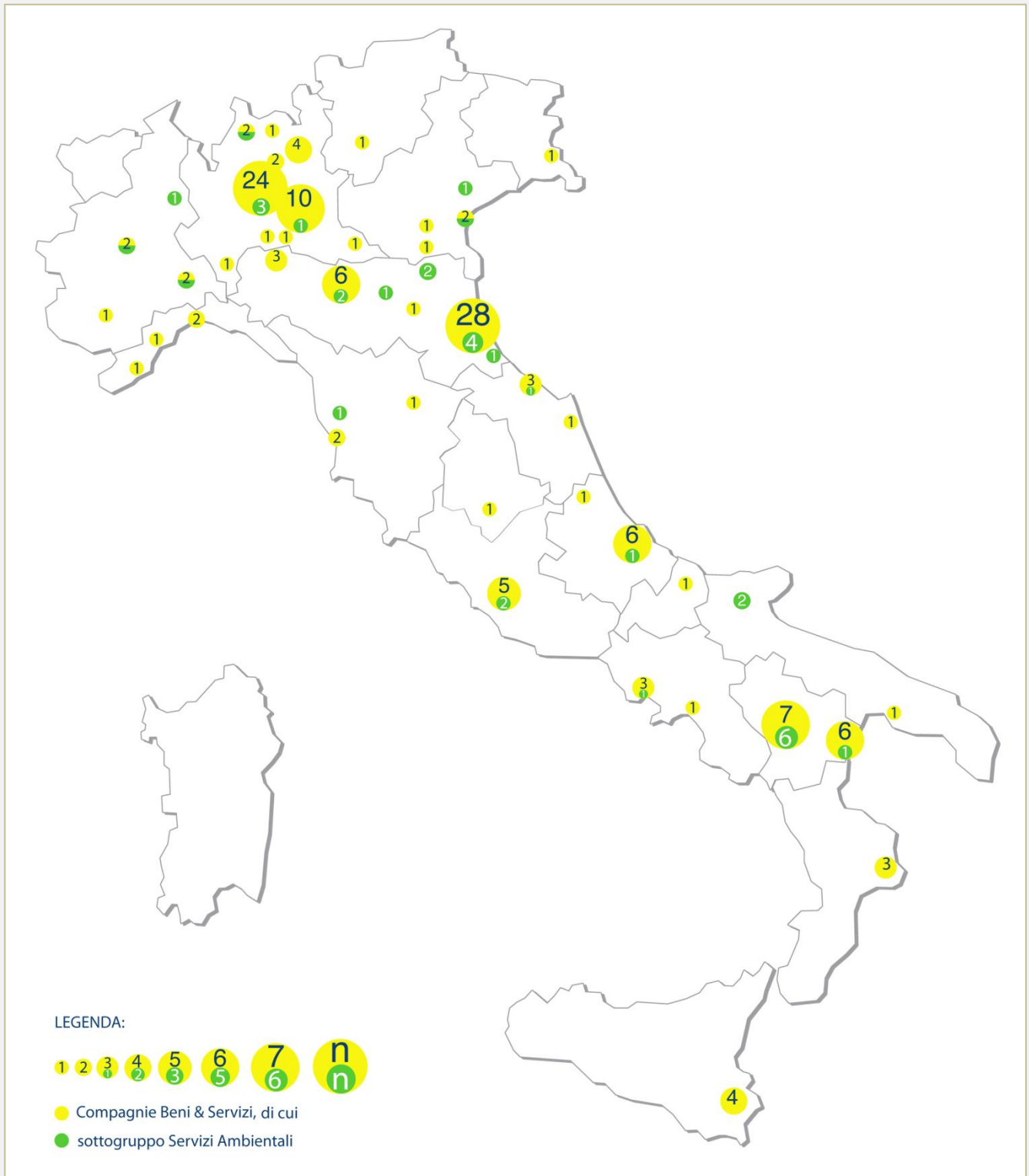
Compagnie di Servizio Italiane che operano anche all'estero

<i>Compagnie noleggiate impianti perforazione</i>	Saipem (MI)	Uno dei principali <i>contractor</i> chiavi in mano dell'industria petrolifera mondiale; opera in Italia, ma soprattutto all'estero. Forte ricerca tecnologica
	Hydro Drilling International (RA)	Medio-piccolo contrattista, lavora in Italia e all'estero.
	Pergemine (PR)	Medio-piccolo contrattista, lavora prevalentemente in Italia.
	Petreven (FC)	Medio-piccolo contrattista, lavora in pratica solo all'estero (America Latina).
<i>Compagnie di supporto alla perforazione</i>	AVA (RM)	Fluidi di perforazione. Sedi in Romania, Ungheria, Egitto, Libia, Malta, Tunisia, Algeria, Iraq.
	NSC (National Service Company) (MC)	Perforazione direzionata, pescaggi, noleggi attrezzature speciali. Sedi in Algeria, Libia, Francia, Tunisia, Kazakistan.
	Geolog (MI)	Servizi geologici di cantiere. Opera in più di 30 paesi: Africa, America Latina, Mare del Nord, Europa centrale ed orientale, Medio Oriente, Australasia.
	Italfluid Geoenery (TE)	Servizi di coiled tubing per gas lift, completamenti, lavaggi, perforazione e pescaggi, azienda italiana. Opera principalmente in Italia e nell'area del Mediterraneo.
<i>Monitoraggio ambientale e servizi ambientali</i>	T.R.E. (MI)	Azienda rilevamento fenomeni di deformazione superficiale. Opera nel monitoraggio ambientale e produce tecnologie innovative esportate all'estero .
	Petroltecnica (RN)	Bonifica e diagnostica serbatoi, recupero siti contaminati, bonifiche industriali, decommissioning, pronto intervento ambientale. Opera all'estero. Forte ricerca tecnologica .
	Riccoboni (PR)	Bonifiche ambientali, servizi di trattamento rifiuti industriali, costruzione e gestione di impianti di trattamento e smaltimento di rifiuti.
<i>Servizi di ingegneria</i>	Tecnomare (VE)	Gruppo Eni. Lavora in Italia e estero con servizi di progettazione e ingegneria, soprattutto per l'offshore. Copre l'intero ciclo di vita degli impianti upstream. Forte ricerca tecnologica
	Rosetti Marino (RA)	Azienda di Ravenna leader nella ricerca tecnologica . Fornisce servizi di ingegneria e costruzione alle più importanti società petrolifere in tutto il mondo, soprattutto per l'offshore. Oltre che in Italia, è presente in Kazakistan, Russia, Croazia, Portogallo, Egitto, Libia e Algeria.
	Proger (CH)	Ingegneria "integrata" e project management. Forte presenza all'estero . Sedi ad Algeri, Tunisi, Bucarest, Sofia, Mosca. Opera in: Repubblica del Congo, Iraq, EAU, Kazakistan, Turchia.
	Fores Engineering (FC)	Società italiana che progetta e costruisce sistemi elettro-strumentali e di automazione destinati ai settori petrolifero, petrolchimico e raffinazione. Con sedi estere in Algeria e Abu Dhabi.
	Techint Engineering & Construction (MI)	Progettazione, ingegneria e costruzione di impianti industriali e grandi infrastrutture. Particolare esperienza nel settore delle raffinerie, del power, degli impianti petrolchimici e di rigassificazione GNL. Ha installato circa 70.000 km di pipeline per olio e gas in tutto il mondo.
	Belleli Energy (MN)	Molto più attiva in Italia in passato (crack degli anni 90), produce impiantistica e progettazione anche per il comparto petrolifero (solo all'estero).
	Bonatti (PR)	General Contractor internazionale in grado di fornire servizi di Ingegneria, Costruzione, Procurement e Operation & Maintenance.
	Micoperi (RA)	Manutenzioni Offshore, Contracting e Ingegneria.
<i>Stabilimenti di produzione di beni</i>	Rosetti Marino (RA)	Strutture metalliche e assemblaggio di impiantistica per strutture di produzione idrocarburi offshore esportate in tutto il mondo .
	Drillmec (PC)	Gruppo TREVI. Progetta e produce impianti di perforazione. Con 31 sedi estere opera in più di 40 paesi (85% volume d'affari). Tecnologia italiana esportata all'estero
	Tenaris-Dalmine (Dalmine, BG)	Gruppo TECHINT. Produce materiale tubolare in acciaio, anche per l'industria petrolifera. Forte tecnologia nel settore meccanico e di progettazione
	Smith International Italia (Volterra, PI)	Gruppo Schlumberger. Scalpelli per la perforazione petrolifera, triconi e PDC. Uno dei pochi stabilimenti di produzione al mondo. Forte tecnologia nel settore meccanico e di progettazione. Prodotti esportati in tutto il mondo (> 99% produzione) . Tecnologia USA.
	Smith International Italia Megadiamond (Scurrelle, TN)	Gruppo Schlumberger. Diamante sintetico policristallino, fondamentale per scalpelli per la perforazione petrolifera. Uno dei pochissimi stabilimenti di produzione al mondo. Forte ricerca tecnologica su nuovi materiali. Prodotti esportati in tutto il mondo (> 99% produzione) .

17. Grazie alle esternalità positive e all'indotto tecnologico che gli sono correlati, i distretti industriali hanno favorito una maggiore attenzione alle tematiche ambientali e di sicurezza. La severità della legislazione italiana ed il rinnovato interesse dell'opinione pubblica per la salvaguardia del proprio territorio hanno reso l'ambiente e la sicurezza esigenze sempre più sofisticate a cui le compagnie petrolifere devono saper far fronte internamente o tramite *outsourcing* a compagnie specializzate. Lavorando a stretto contatto con imprese dello stesso settore, le compagnie fornitrici di beni e servizi presenti nei distretti petroliferi hanno potuto intuire con anticipo queste "nuove" esigenze delle compagnie petrolifere ed alcune di esse si sono attrezzate per ampliare il proprio portfolio di attività verso servizi e/o prodotti di tipo ambientale.
18. Altre imprese sono sorte specializzandosi direttamente in questa attività. È il caso del distretto di recente formazione di Viggiano (PZ), in Basilicata, che sta crescendo in parallelo alla sensibilità ambientale verso le attività esplorative e produttive: ben 6 imprese su 7¹¹ ivi operanti (Fig.19) si occupano principalmente di attività di carattere ambientale e naturalistico. Servizi di ingegneria ambientale, bonifiche di impianti e terreni, monitoraggi ambientali, pronto intervento ecologico, messa in sicurezza degli impianti e servizi antinquinamento sono proliferati a sostegno dell'industria petrolifera facendo del comparto ambientale un punto di forza dell'industria petrolifera italiana, con imprese come *T.R.E.* (MI), *Petroltecnica* (RN) o *Riccoboni* (PR), forti nella ricerca tecnologica e nell'esportazione di tecnologia.
19. Come emerge dalle seguenti mappe, in Italia si possono individuare aree in cui si ha la maggior concentrazione di aziende legate al business degli idrocarburi identificabili come "distretti" produttivi. **Roma** e **Milano** sono sede delle principali compagnie petrolifere, rispettivamente 23 e 12 su 57, e di importanti compagnie di servizio. Milano, grazie in particolare a San Donato Milanese può considerarsi la "capitale" italiana dell'industria petrolifera, soprattutto del settore *upstream-midstream*, con la presenza di quasi tutte le maggiori compagnie di servizio.

¹¹ Le 7 imprese citate sono: CO.R.I., CRISCUOLO ECO-PETROL SERVICE, GDM di MARGHERITA, MEDITERRANEA INGEGNERIA, TESAL, ECOPRAXI, GARRAMONE. Nell'intera regione, le imprese fornitrici di beni e servizi ammontano a 13 (imprese associate Assomineraria e ANIMP).

Fig.19 Compagnie Beni & Servizi



Nota: numero di Compagnie Beni & Servizi pari a 157.
 Fonte: Elaborazione RIE imprese Assomineraria, ANIMP, ROCA

Fig.20 Compagnie Esplorazione & Produzione



Nota: numero di Compagnie Esplorazione & Produzione pari a 57.
Fonte: elaborazione RIE dati MSE-UNMIG

20. Dagli anni '50, *AGIP* organizzò la propria struttura produttiva in Italia delocalizzando i servizi tecnici di perforazione e produzione al servizio delle attività nazionali e disponendoli in prossimità delle maggiori aree produttive. Vi sorsero quattro distretti aziendali:

Crema (CR): nata per gestire le attività in Val Padana. Oggi è ancora la sede operativa di *STOGIT* (controllata al 100% da *Snam*) la maggior azienda italiana di stoccaggio gas in sotterraneo, e di alcune compagnie di servizio.

Ravenna (RA): sorta per gestire le attività della Val Padana orientale e dell'offshore adriatico fino ad Ancona. L'area divenne poi anche polo chimico e petrolchimico che conserva ancora un'importante zona industriale. Oggi è ancora presente un grande distretto produttivo di *Eni E&P* e vi sono concentrate tutte compagnie di servizio internazionali accanto ad un avanzato sistema di compagnie locali, entrate nel business internazionale degli idrocarburi. Tra le principali: *Rosetti Marino, Cosmi, Fores, F.lli Righini, Hydro Drilling, Micoperi*. Importante realtà è l'*Associazione Ravennate degli Operatori nell'Off-Shore Petrolifero, ROCA*, di Ravenna.

ROCA- Ravenna Offshore Contractors Association

Nel 1992 le società di servizi e i subappaltatori con sede a Ravenna hanno fondato il ROCA al fine di promuovere le attività delle aziende associate che operano in tutto il mondo. Le attività svolte dagli associati ROCA coprono l'intera gamma di servizi richiesti dalle compagnie petrolifere e del gas. Le 30 compagnie associate hanno l'esperienza, le tecnologie avanzate e le competenze necessarie per essere leader nei mercati di tutto il mondo.

Ortona (CH): area delle Marche cui era stata affidata la gestione le attività della fascia adriatica centro-meridionale e del relativo *offshore* (in particolare Marche e Abruzzo). Un tempo sede di un importante distretto produttivo di *Eni E&P*, vi sono concentrate numerose compagnie di servizio internazionali ed un'organizzazione autonoma di compagnie locali che operano anche a livello internazionale (ad es. *Italfluid, NSC, Proger*).

Gela (CL): incaricata della gestione delle attività in Sicilia e nell'*offshore* mediterraneo è oggi sede di *Enimed* (Gruppo *Eni*). In Sicilia si era sviluppato un tempo anche un importante distretto del comparto petrolifero a **Siracusa**, in virtù del suo porto, che comprendeva le attività di numerose compagnie di servizio per l'*offshore* mediterraneo. Oggi rimangono alcune compagnie di servizio e di logistica, e una sede di *Edison* che cura la produzione di olio dal campo di Vega.

21. L'area distrettuale storicamente più rilevante è quella di **Piacenza-Parma-Cortemaggiore**, sede di importanti aziende nel settore della perforazione – *Drillmec, Bonatti, Pergemine*, una base operativa di *Saipem, Pacchiosi* –, della produzione di materiale tubolare – *Tenaris-Dalmine* del Gruppo *Techint* –, nonché nell'ambito dei servizi ambientali – *Riccoboni, Furia*.

3.4 Il caso della Val d'Agri: “embrione” di un distretto

22. Un distretto industriale ha un rapporto intimo col proprio territorio dettato dalla graduale evoluzione delle sue attività produttive. I suoi tempi di sviluppo possono essere lunghi se non alterati da fattori esogeni, come il progresso tecnologico, che possono repentinamente dettarne il successo o la scomparsa. La scoperta di una risorsa naturale può incidere nel percorso evolutivo delle attività di una determinata area, come sta avvenendo in Val d'Agri. A differenza di altri distretti, l'interesse verso le potenzialità della Basilicata è relativamente recente ed inizia ad essere significativo solo verso la seconda metà degli anni '90. È dunque naturale attendersi che non si sia ancora sviluppato un distretto produttivo del tenore di

quelli “storici”. È tuttavia altresì logico valutarne le potenzialità di sviluppo in una prospettiva di medio-lungo termine considerando che nel territorio sono localizzate riserve sfruttabili nell’arco dei prossimi decenni.

23. Alla luce di tali considerazioni non appaiono giustificabili le critiche mosse verso chi dovrebbe “promuovere” la crescita di un tessuto di imprese locali grazie allo sfruttamento delle riserve petrolifere di questo territorio. Se è vero che in Val d’Agri non si può ancora parlare di un vero e proprio distretto industriale, è altrettanto vero che taluni suoi prodromi hanno preso a manifestarsi. Le attività estrattive hanno attratto compagnie di servizio in provincia di Potenza e Matera, mentre piccole aziende sono sorte principalmente nell’ambito dei servizi ingegneristici ed ambientali. Espressione di questo processo di crescita è il balzo dell’occupazione nell’area. Se le attività *AGIP* in Val d’Agri nel 1995 contavano 345 occupati (di cui 35 diretti e 310 indiretti)¹², l’indotto del Distretto Meridionale *ENI* in Val d’Agri può vantare oggi 2.146 occupati diretti. Un *trend*, dunque, in evidente ascesa, in particolare per quanto concerne la quantità e la qualità dell’occupazione regionale. Numeri che mostrano la partecipazione locale in crescita sebbene ancora con una percentuale inferiore a quella desiderata dalle comunità locali.
24. L’ostacolo principale alla crescita delle imprese e dell’occupazione lucana è l’elevata specializzazione richiesta che necessita di figure professionali tecniche altamente formate la cui scarsità rallenta lo sviluppo del distretto. Per questa ragione, le compagnie petrolifere hanno intrapreso numerose iniziative volte alla formazione professionale e alla creazione di una cultura locale in campo energetico: fattore propedeutico al consolidamento di un distretto locale. Tre le iniziative che merita evidenziare. In primo luogo, l’apertura a Viggiano (2008) di una sede della “*Fondazione Eni Enrico Mattei*” (FEEM), istituto di ricerca *no-profit* sullo sviluppo sostenibile, con la *mission* di essere un centro di eccellenza in grado di diffondere conoscenza e creare opportunità e sinergie sul territorio lucano attraverso la realizzazione di attività di ricerca e di alta formazione nel campo dello sviluppo sostenibile volti alla promozione del turismo, dell’efficienza energetica e allo sviluppo di fonti rinnovabili. FEEM finanzia inoltre borse di dottorato all’Università degli Studi della Basilicata (Unibas), è impegnata in attività di supporto ai progetti di ricerca dei dottorandi, pianifica e organizza diverse iniziative di divulgazione scientifica per i cittadini e per le scuole di ogni ordine e grado.
25. Dal 2011 Viggiano è anche sede del Centro Didattico “*ASSOIL School – Advanced Skills for Services in Oil and Gas Industry School*”, creata dal Settore Beni&Servizi di Assomineraria e da 16 imprese ad esso associate, per offrire percorsi formativi per l’indotto *upstream* e trasmettere alle risorse locali il *know-how* necessario a contribuire allo sviluppo dell’industria mineraria degli idrocarburi. Si tratta di una struttura permanente a disposizione delle imprese associate, che utilizzano il centro per formare o riqualificare personale proprio e per attingervi risorse con competenze funzionali allo sviluppo del loro business nel mercato locale, nazionale ed internazionale. I corsi del centro sono aperti anche ad altre imprese interessate a fare acquisire ai propri dipendenti esperienze tecnologiche ed industriali avanzate.
26. Altro tipo di iniziativa è “*InventaGIOVANI*” promosso dalla Shell dal 2010, un programma che non fornisce strumenti finanziari ma offre aiuto, orientamento ed un sostegno pratico ai

¹² Dati IEFE-Bocconi (1997) in Bubbico D. (2009).

giovani che desiderano iniziare una propria attività imprenditoriale, garantendo l'accesso alle competenze necessarie per valutare e decidere se intraprendere una loro attività e guidarli nella redazione e nella valutazione del piano aziendale (*business plan*).

27. Tutte queste iniziative rappresentano un impegno volto a rendere il territorio fertile per la crescita di una cultura industriale dinamica e produttiva in grado integrarsi con le attività delle compagnie petrolifere e dell'intera catena del valore. I tempi della cultura sono tuttavia necessariamente lenti e gradualisti cosicché è lecito attendersi lo sviluppo di un distretto petrolifero in Val d'Agri ed una più consistente partecipazione di imprese e popolazione locale alle sue attività produttive.

Capitolo 4

Le ragioni per operare

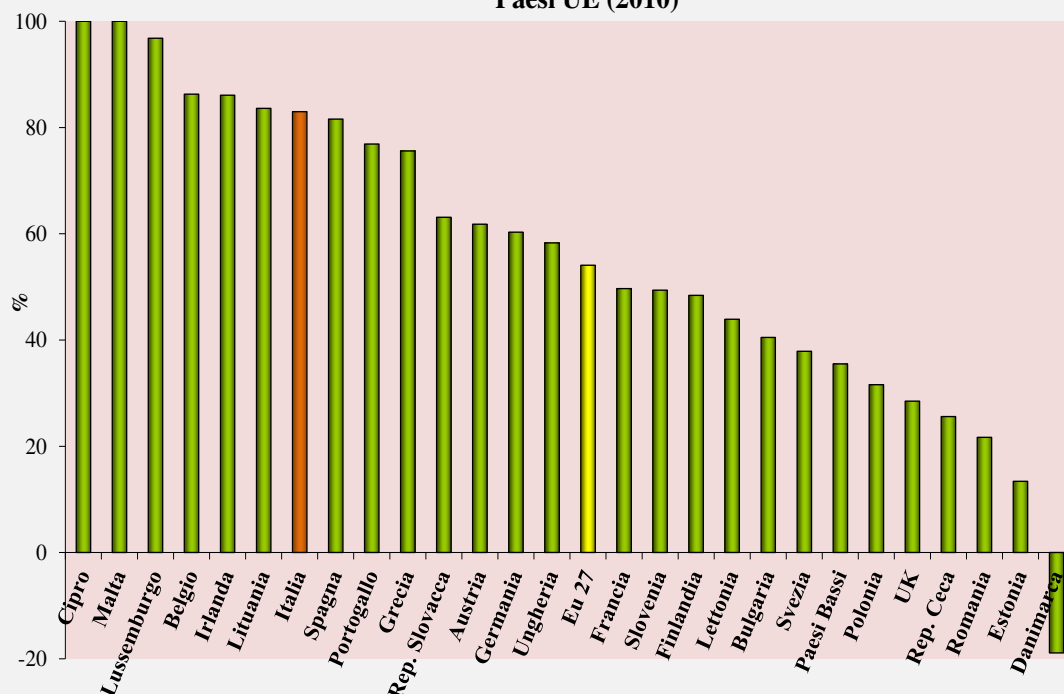
1. **Il forte squilibrio del nostro mix energetico verso gli idrocarburi – obbligato dalla struttura dei consumi finali e dalla rinuncia ad altre fonti – fa dell’Italia uno dei paesi più dipendenti dall’estero per la copertura della propria domanda di energia con un divario di 30 punti percentuali rispetto alla media dell’Unione Europea (83% vs. 53% nel 2010)¹³.** La sostanziale invarianza di tale dipendenza da mezzo secolo in qua (Tab. 9) dà conto dell’inefficacia delle politiche energetiche che pur avevano come prima finalità quella di ridurla.

Tab. 9 Dipendenza Estera nella Copertura della Domanda Energetica (1970-2010)

	1970	1980	1990	2000	2008	2009	2010
Italia	82%	83%	84%	86%	85%	82%	83%
Unione Europea	n.d.	48%	45%	47%	55%	54%	53%

Fonte: Elaborazioni RIE su dati Bilancio Energetico Nazionale e Eurostat

Fig.21 Dipendenza Estera nella Copertura della Domanda Energetica nei Paesi UE (2010)



Fonte: Elaborazioni RIE su dati Eurostat, per Italia BEN

2. Nel gas naturale, le importazioni sono arrivate a coprire circa il 90% della domanda, con un aumento di 30 punti dalla metà degli anni '90 a motivo del dimezzamento della produzione

¹³ La dipendenza energetica è stata calcolata rapportando le importazioni nette ai consumi primari di energia.

interna e dell'aumento dei consumi. Questa tendenza è destinata ad acuirsi a livelli superiori al 90%, similmente a quanto avviene per il petrolio. Nonostante la pluralità di fornitori, l'approvvigionamento è assicurato per oltre il 60% da due paesi, Russia ed Algeria, con evidenti conseguenze sull'esposizione del nostro Paese a tensioni politiche (come ripetutamente accaduto); nel caso del petrolio, invece, pur essendo le nostre forniture più diversificate, manifestano nondimeno ragioni di rischiosità, come evidenziatosi con la crisi libica.

Fig.22 Importazioni di Gas per Paese di Origine (2011)

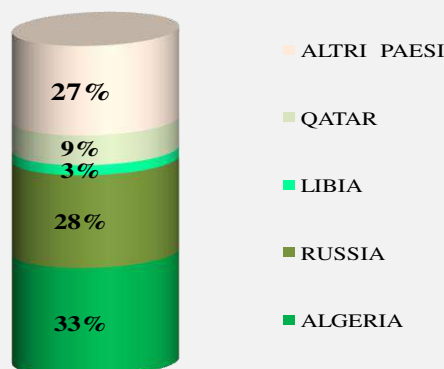
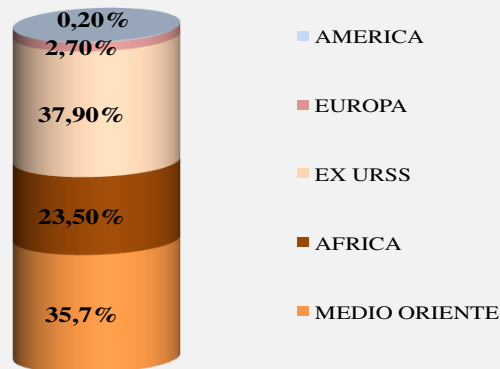


Fig.23 Importazioni di Petrolio per Macroaree (2011)

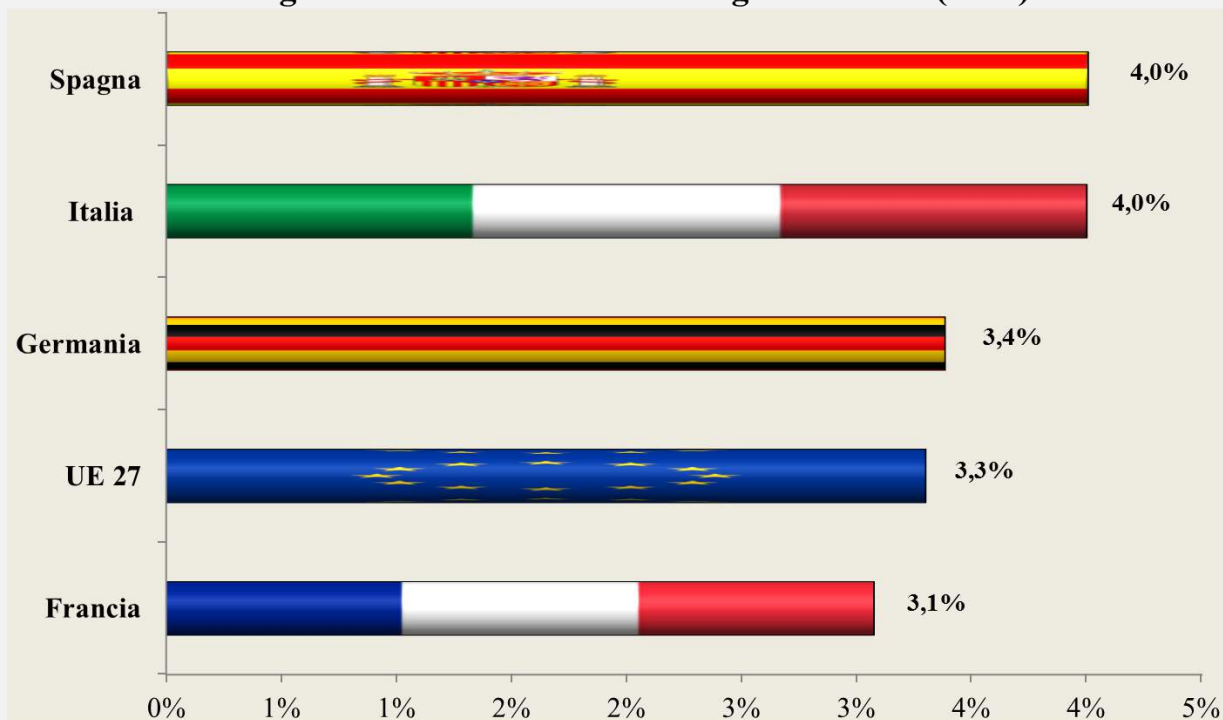


Fonte: Elaborazioni RIE su dati Unione Petrolifera per petrolio e MSE per gas

3. **Importare energia è politicamente rischioso ed economicamente costoso. Un costo assimilabile ad un'imposta:** con trasferimento di ricchezza, peggioramento delle ragioni di scambio, perdita di reddito reale, riduzione della domanda. Un elevato deficit commerciale influenza poi i differenziali nei tassi di interesse, principale indicatore della competitività di un sistema produttivo. Un aumento dei prezzi all'importazione impatta negativamente sull'attività aggregata, sulla dinamica inflattiva, su consumi.
4. Gli effetti che ne derivano sull'economia variano in funzione del grado di dipendenza estera; dalla struttura dei consumi primari (per fonte) e finali (per funzioni d'uso), dall'intensità energetica. Vi influiscono anche il grado di rigidità delle economie, la loro struttura settoriale, il loro grado di apertura. Le ricerche empiriche hanno evidenziato una riduzione dell'elasticità del Prodotto Interno Lordo ai prezzi del petrolio tra le passate e l'attuale crisi energetica ed un'asimmetria tra gli effetti recessivi di un aumento dei prezzi e quelli espansivi di un loro calo.
5. Quantunque ridotti, l'impatto di un aumento dei prezzi resta rilevante, specie in un contesto come l'attuale di bassi se non negativi tassi di crescita della nostra economia. I risultati delle simulazioni con modelli macroeconomici – isolando l'impatto dello shock di prezzi – evidenziano che l'effetto cumulato nell'area dell'euro (in un arco di tre anni rispetto allo scenario di base) di un aumento dei prezzi del petrolio del 10% sul PIL in termini reali varia da valori quasi nulli (Irlanda, Francia, Austria) a valori compresi tra -0,3/-0,4% (Belgio, Germania, Grecia, Italia). Dal che ne deriva che l'aumento dei prezzi all'importazione del petrolio in Italia, di circa il 100% tra 2000 e 2011 – da 289 a 579 euro per tonnellata, –ha contribuito non poco all'attuale recessione.

6. La “tassa energetica” con l’estero è ammontata nel 2011 a circa 63 miliardi euro¹⁴ – in aumento di 10 miliardi sul 2010 nonostante la fase recessiva – di cui 34 per la voce petrolio e 21 per quella gas. Senza la produzione nazionale sarebbe stata superiore di oltre 4 miliardi euro. Rapportata al Prodotto Interno Lordo 2011 ha pesato per il 4%, in forte rialzo rispetto al minimo dell’1,7% del 1990 e superiore alla media del 3,3% dell’Unione Europea.

Fig. 24 Peso della Bolletta Energetica sul Pil (2011)

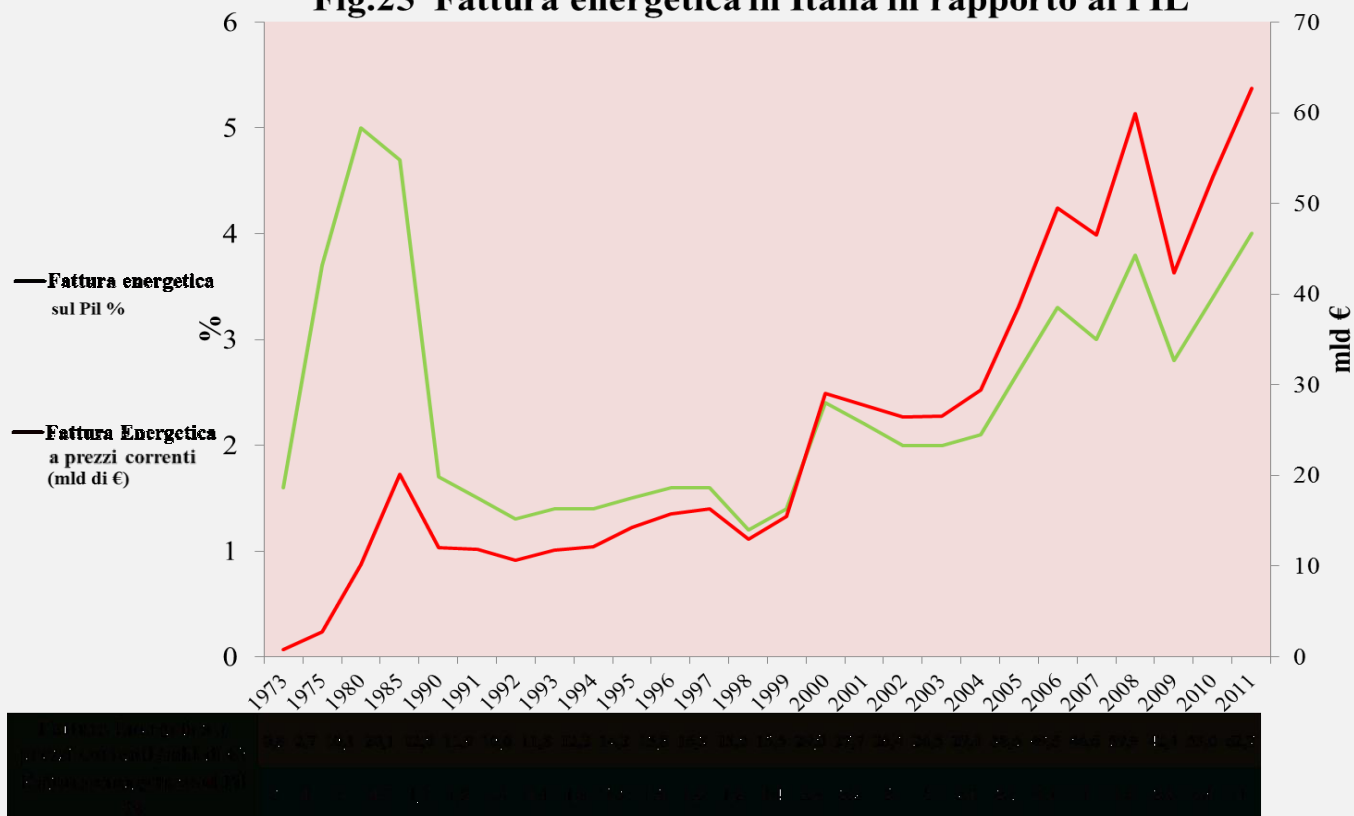


Fonte: Elaborazioni RIE su dati Eurostat, Istat, Unione Petrolifera e fonti varie. Si è considerato il PIL a valori correnti.

7. **L’impatto del deficit energetico sui conti con l’estero è impressionante. Senza l’energia l’Italia avrebbe registrato nel 2010 un avanzo commerciale di 24 miliardi euro, rispetto al deficit di 29 miliardi che si ha includendovi l’energia. Le cose sono peggiorate nel 2011 con un avanzo commerciale di 37 miliardi che si capovolge in un deficit di 24 miliardi.** Ad un aumento tra 2010 e 2011 del 54% a 14 miliardi dell’avanzo commerciale, ha corrisposto una riduzione del complessivo deficit di appena 5 miliardi per la maggior taxa energetica. In sintesi: ogni miliardo di maggior avanzo è stato bruciato per oltre la metà dal maggior costo dell’energia.

¹⁴ Fonte, Unione Petrolifera, Relazione Annuale, Maggio 2012.

Fig.25 Fattura energetica in Italia in rapporto al PIL



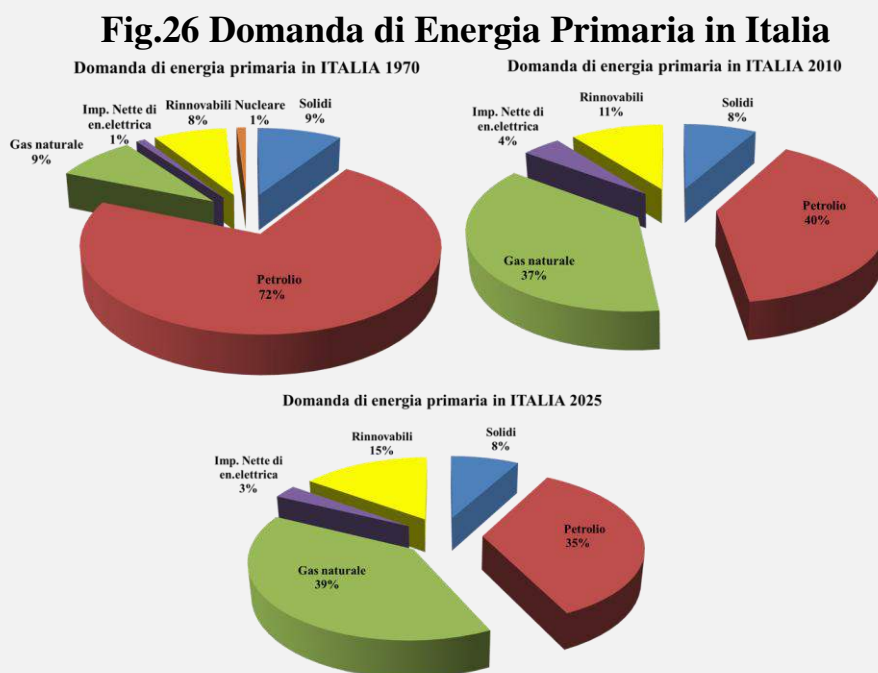
Fonte: Elaborazioni RIE su dati Unione Petrolifera, Istat

8. **Ridurre le importazioni sia di petrolio che di gas aumentando per quanto possibile la produzione interna dovrebbe costituire un *must* di ogni politica energetica e di ogni razionale politica economica. Quel che può dirsi sia accaduto in ogni altro paese industrializzato ma non in Italia se non nel periodo pre-bellico, con l'esperienza dell'AGIP, e nella stagione matteiana. Dopo quella stagione, la valorizzazione delle nostre risorse di idrocarburi non ha mai costituito specifico obiettivo delle politiche energetiche incardinate nei numerosi quanto inutili Piani Energetici Nazionali degli anni 1970-1980. Lo stesso va ripetendosi nel defatigante dibattito sulla *Strategia Energetica Nazionale*, che per legge il Governo avrebbe dovuto approvare quattro anni or sono.**
9. Di fatto, questa opzione è stata lasciata in passato – sino almeno alla legge che alla fine degli anni '90 ha liberalizzato la ricerca mineraria – alla discrezionalità dell'Azienda di Stato e successivamente a quella degli enti locali che, nella generalità dei casi, non hanno inteso assumersi la responsabilità politica (e annessi costi elettorali) di adottare scelte utili sia al Paese che ai loro stessi territori, superando spesso immotivate opposizioni locali.
10. L'indifferenza se non ostilità verso tale opzione è difficilmente accettabile, viste anche le condizioni drammatiche della nostra economia, per più ragioni: (a) i consistenti benefici macro e microeconomici che ne deriverebbero per il Paese; (b) il fatto che tale opzione non si ponga in contraddizione con qualsiasi altra scelta energetica (e correlati interessi); (c) i rischi anche negli anni a venire di *shock* esogeni dei prezzi sia del petrolio che del gas.

11. Dopo il massimo storico di 145 doll/bbl raggiunto nel 2008 – da livelli un decennio prima inferiori ai 20 doll/bbl – i prezzi del Brent Dated, benchmark di riferimento per l'Europa, hanno osservato un temporaneo crollo a 35 dollari. Già ad inizio 2009 le quotazioni avevano ripreso a salire a valori medi nel 2010 prossimi a quota 80; nel 2011 a 100, nel 2012 a 112¹⁵ (con punte ad inizio anno di 125). **L'analisi dei driver dei prezzi del petrolio – pur nella fisiologica incertezza dei mercati – porta a ritenere che anche in futuro essi manifesteranno livelli elevati se non crescenti.** Cinque le tendenze che qui preme evidenziare:

- 🍃 l'ulteriore forte crescita della domanda mondiale di energia con un progressivo spostamento del suo baricentro verso Oriente;
- 🍃 la difficoltà dell'offerta a darvi piena risposta con conseguente pressione al rialzo dei prezzi;
- 🍃 la crescita dei costi per il sempre più difficile accesso alle riserve esistenti, le difficoltà ad operare nelle nuove aree di frontiera, l'aumento delle perforazioni offshore; il peso crescente dello sfruttamento delle risorse non-convenzionali;
- 🍃 la crescente difficoltà a conseguire e mantenere un livello di *spare capacity* tale da consentire flessibilità al mercato;
- 🍃 un aumento del prezzo di *breakeven* del petrolio necessario a garantire la copertura della spesa pubblica dei principali paesi Opec.

12. Di un altro elemento è necessario tener conto: del fatto che **anche in futuro – almeno nell'arco dei prossimi due decenni – gli idrocarburi continueranno a rimanere dominanti nel mix energetico nazionale**, nonostante il prevedibile forte incremento delle rinnovabili. **Diversamente dalla propaganda che abitualmente si sostiene – ed è un punto dirimente nelle nostre conclusioni – il petrolio, importato o prodotto internamente, non si pone in contrapposizione con le risorse rinnovabili se non per quanto riguarda i biocarburanti** che, comunque, manterranno una quota minoritaria sui consumi nel sistema dei trasporti.



Fonte: Elaborazioni RIE su dati Unione Petrolifera, TERNA

¹⁵ Media dei primi nove mesi del 2012.

4.1 Chi non cerca non trova

13. In Europa, (escludendo i grandi produttori Norvegia e UK), l'Italia è seconda solo alla Danimarca per produzione di petrolio, prima per riserve provate. Sinora abbiamo prodotto 171 milioni tonnellate di olio mentre ne residuano, se non si faranno altri investimenti in esplorazione, almeno altri 151 milioni¹⁶. Il rapporto Riserve/Produzione dà conto del potenziale produttivo a breve-medio termine e del profilo temporale di sfruttamento delle riserve. Alti valori segnalano una sovra abbondanza di risorse – tipici dei grandi paesi produttori – o l'impossibilità ad estrarre quel che è stato rinvenuto.

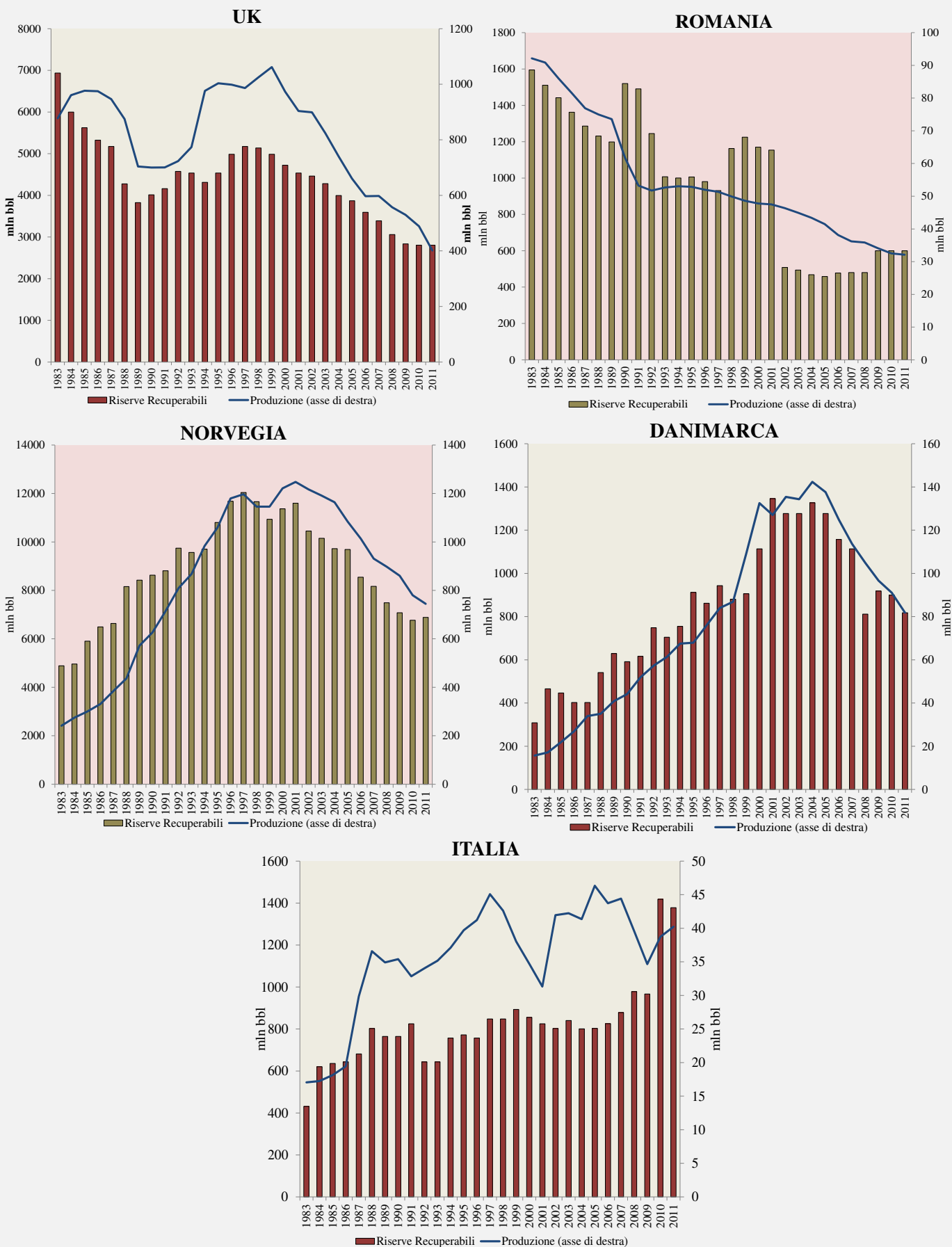
14. E' questo il caso dell'Italia. Se si osserva il rapporto Riserve/Produzione (R/P) dal 1983 si nota un suo progressivo aumento nel tempo a livelli doppi rispetto a quelli di partenza. Nel confronto con gli altri paesi europei, l'Italia rappresenta un'anomalia. Osservando i grafici in cui si confrontano le riserve e la produzione di petrolio dei paesi europei che dispongono di riserve oil significative (Fig.27), inclusi Norvegia e UK, si nota come l'andamento delle due variabili sia sostanzialmente allineato. **Il caso italiano si distingue dagli altri in quanto, con l'eccezione degli ultimi due anni, la produzione ha seguito un profilo pressoché piatto a fronte di quello crescente delle riserve: diversamente da quel che ci si poteva attendere e da ciò che si è osservato in altri stati con condizioni omogenee alle nostre (piccoli produttori che importano gran parte del loro fabbisogno) che sfruttano le loro riserve al massimo delle loro potenzialità. Riteniamo che il nostro Paese non sia nelle condizioni di poterselo permettere.**

15. Riferito ai giacimenti di petrolio, il valore R/P dell'Italia si è mantenuto su livelli relativamente elevati dal 1983 al 2009 – 23 anni – per poi segnare nel 2010 un balzo a 37 anni e un lieve calo nel 2011 a 28 contro livelli di meno di 11 anni nell'Unione Europea, di 26 anni nella media dei paesi non-Opec, di 18-20 anni di grandi paesi produttori come Algeria e Angola¹⁷. **Che le nostre imprese si affannino a perforare pozzi in giro per il mondo, ad assicurare rifornimenti che tutti vorrebbero sicuri, per essere poi impedito loro di farlo in casa nostra è comportamento irragionevole al pari dei molti altri che connotano il nostro Paese.**

¹⁶ Fonte: Relazione Annuale UNMIG, MSE, 2012

¹⁷ Fonte: BP Statistical Review , 2012

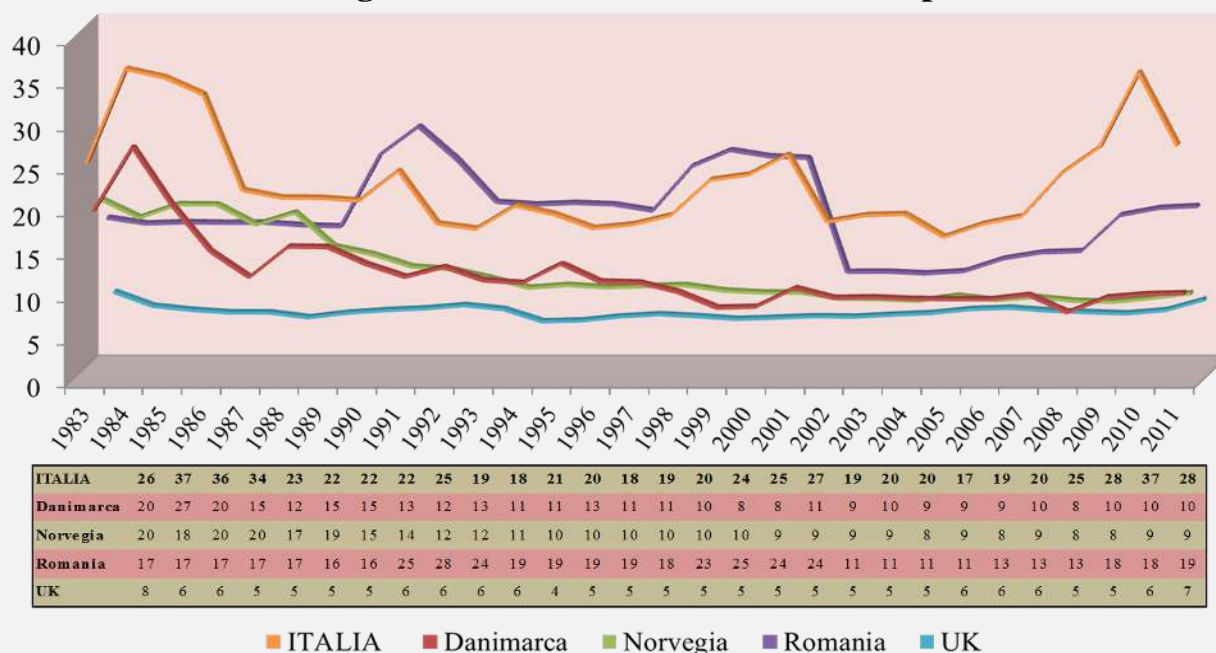
Fig.27 Produzione e Riserve Petrolio di alcuni Paesi Europei



Nota: al fine di uniformare i grafici per tutti i paesi considerati, anche per l'Italia sono stati utilizzati i dati riportati da BP Statistical Review, 2012. Questo spiega la diversità del dato relativo al rapporto R/P del 2011. BP infatti la stima in 34 anni vs i 28,5 ricavati dai dati riportati nella relazione annuale del Ministero dello Sviluppo Economico.

Fonte: BP Statistical Review, 2012

Fig.28 Ratio R/P in Alcuni Paesi Europei



Fonte: Elaborazioni RIE su dati MSE-UNMIG, BP Statistical Review, 2012

16. Il Rapporto R/P in Italia avrebbe potuto poi risultare ancor più elevato degli attuali livelli se – considerando i non irrilevanti tassi tecnici di successo analizzati nel Capitolo 2 – vi fosse stata la possibilità per le imprese di effettuare investimenti di carattere esplorativo, volti alla scoperta di nuovi giacimenti; il suo elevato valore assoluto è, invece, riconducibile alle barriere poste all’operare delle imprese negli investimenti di sviluppo di riserve già accertate. Un assurdo nell’assurdo. L’anomalia italiana sta quindi tutta nell’insufficiente dinamica degli investimenti minerari, sintetizzabili nell’ammontare dei metri perforati.

Tab.10 Attività di Perforazione di Idrocarburi in Italia

Periodi	Esplorazione (m/anno) (1)	Sviluppo (m/anno) (1)	Totale (m/anno) (1)	Riserve Gas (mld mc) (2)	Riserve Petrolio (mln bbl) (2)
1926-1944	8.622	31.730	40.361	20	n.d.
1957-1965	186.670	169.786	356.456	108*	89*
1982-1988	214.850	127.822	342.673	327	106
1989-1999	87.838	124.098	211.936	257	118
2000-2005	25.079	61.661	86.741	170	106
2006-2011	11.826	56.800	68.627	98	151

(1) Il dato fa riferimento al valore medio annuo del periodo.
 (2) Fine periodo. (*) Dati relativi alle riserve di idrocarburi di Eni.

Fonte: Elaborazioni RIE su dati UNMIG, Eni

17. Il confronto col passato è impressionante e sconcertante, ma nondimeno utile. Abbiamo preso cinque periodi a confronto: quello pionieristico pre-bellico (1926-1944) che riflette il grande impegno di AGIP; quello post-bellico (1957-1965) della stagione matteiana; quello

successivo alle grandi crisi petrolifere (1982-1988); quello successivo al crollo dei prezzi (1989-1999), e quello sconcertante che stiamo vivendo da un decennio a questa parte.

18. Tre le osservazioni che merita fare. In primo luogo, la **curva prima fortemente crescente poi in caduta verticale dell'attività esplorativa a livelli nello scorso quinquennio nominalmente di poco superiori a quelle pre-bellici**, ma di fatto largamente inferiori date le attuali molto più avanzate tecniche di perforazione. Una caduta verticale che è arrivata nel 2011 a registrare appena 715 metri perforati su 1 solo pozzo: un sesto di quella del 1946! **L'intensità dell'esplorazione** è data poi – ed è la seconda osservazione – non solo dai suoi valori assoluti ma anche dal loro peso nella complessiva attività di perforazione. Questa incidenza, **crescente dalla fase pre-bellica alla stagione matteiana – dal 21% al 52% – è crollata ai valori pre-guerra.**
19. La terza osservazione sta nel titolo di questo paragrafo: **“chi non cerca non trova” e quindi non sviluppa.** Va da sé che le attività di sviluppo seguono – temporalmente ritardate – quelle di esplorazione. Se queste diminuiscono o si fermano, inevitabilmente rallenteranno quelle di sviluppo. Il loro profilo segna quindi un forte balzo nella stagione matteiana, per poi prendere a flettere a livelli in linea con quelli pre-bellici.

4.2 Il costo degli errori

20. Accertato che **la scelta politica seguita dal nostro Paese è stata quella di rinunciare alla ricerca e allo sviluppo degli idrocarburi nazionali - al di là dei limiti impostici dalla natura – preferendovi di fatto le importazioni** – è interessante porsi due domande. Primo: **quanto è costata al Paese questa scelta. Secondo: a quanto ammonta l'effettiva possibilità di accrescere la produzione nazionale sia di petrolio che di gas.**
21. Per rispondere alla prima domanda – direttamente collegata all'elevato e anomalo rapporto R/P – abbiamo svolto un esercizio di simulazione teorica con l'obiettivo di valutare le risorse finanziarie di cui il nostro Paese avrebbe potuto beneficiare se avesse avuto nello sfruttamento delle risorse di idrocarburi un comportamento simile a quello altrove riscontrato, ipotizzando un livello R/P di 15 anni, evidenziabile in molti paesi seppur più elevato di quello medio europeo di poco inferiore a 11 anni.
22. La conclusione è che con un simile rapporto **la nostra produzione di petrolio avrebbe potuto essere nel 2011 quasi doppia rispetto a quella effettivamente osservata, con un conseguente beneficio nei conti con l'estero di circa 2,8 miliardi di euro. Traslando un R/P di 15 anni nel trentennio passato, e valorizzando la produzione addizionale ai prezzi 2011 del petrolio, il risparmio cumulato sarebbe ammontato ad oltre 23 miliardi di euro.** Una cifra non irrilevante che si è preferito devolvere a compagnie petrolifere e a paesi produttori esteri che non alle nostre imprese, alle nostre casse dello Stato, agli stessi enti locali che l'hanno impedito.
23. Il “costo del non fare” nel caso degli idrocarburi non può limitarsi all'impossibilità a goderne dei benefici ma finirebbe per generare ulteriori costi derivanti dal non escludibile incremento dei prezzi all'origine della materia prima (sia petrolio che gas naturale); dalla ridotta posizione negoziale in ambito europeo; dalla non credibilità a chiedere che all'incremento dell'offerta di petrolio necessario a contenere le dinamiche di prezzo debbano provvedere altri paesi.

Box 5 - Esercizio di Simulazione: gli effetti sulla produzione interna di petrolio di un livello R/P =15

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Riserve recuperabili (mln. tep)	57	82	84	85	90	106	101	101	109	85	85	100	102	100	112	112	118	113	109	106	111	106	106	109	116	129	128	187	151	
Produzione nazionale effettiva (mln. tep)	2,2	2,2	2,4	2,5	3,9	4,8	4,6	4,6	4,3	4,5	4,6	4,9	5,2	5,4	5,9	5,6	5,0	4,6	4,1	5,5	5,5	5,4	6,1	5,8	5,8	5,2	4,5	5,1	5,3	
R/P (anni)	26	37	36	34	23	22	22	22	25	19	18	21	20	18	19	20	24	25	27	19	20	20	17	19	20	25	28	37	28	
Simulazione																														
	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Riserve recuperabili	57	82	84	85	90	106	101	101	109	85	85	100	102	100	112	112	118	113	109	106	111	106	106	109	116	129	128	187	151	
Produzione nazionale con R/P=15	3,8	5,5	5,6	5,7	6,0	7,1	6,7	6,7	7,3	5,7	5,7	6,7	6,8	6,7	7,5	7,5	7,9	7,5	7,3	7,1	7,4	7,1	7,1	7,3	7,7	8,6	8,5	12,5	10,1	
R/P = 15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
Prezzi all'importazione doll. 2011/tonn	487,82	455,62	424,65	209,07	261,99	206,99	236,6	296,41	235,16	217,08	181,91	173,67	184,45	217,96	196,01	124,67	170,2	266,87	222,87	224,13	257,87	320,31	437,55	513,3	558,06	743,64	467,53	599,47	805,75	
Cambio dollaro/euro	0,8911	0,7887	0,7623	0,9842	1,1542	1,1824	1,1	1,2753	1,2403	1,2957	1,1698	1,1857	1,2935	1,2526	1,1305	1,123	1,06578	0,923613	0,8956	0,945574	1,13116	1,2439	1,24409	1,2556	1,37048	1,47076	1,39478	1,32572	1,39196	
Prezzi all'importazione euro. 2011/tonn (A)	547,4	577,7	557,1	212,4	227,0	175,1	215,1	232,4	189,6	167,5	155,5	146,5	142,6	174,0	173,4	111,0	159,7	288,9	248,8	237,0	228,0	257,5	351,7	408,8	407,2	505,6	335,2	452,2	578,86	
Produzione effettiva - produzione con R/P = 15, equivalente a minore quantità importata (B)	1,6	3,2	3,2	3,1	2,1	2,3	2,2	2,1	3,0	1,2	1,0	1,8	1,6	1,2	1,5	1,9	2,9	3,0	3,2	1,6	1,9	1,7	1,0	1,5	1,9	3,4	4,0	7,4	4,8	
Risparmio sui conti con l'estero in mil. euro 2011 (A*B)	871,5	1864,0	1809,3	666,7	474,9	394,7	463,4	486,3	561,2	199,0	162,8	262,1	227,0	215,2	265,4	207,2	458,9	860,6	796,5	371,8	433,1	429,2	340,0	599,6	787,3	1719,1	1352,0	3331,1	2759,2	
Importazioni di greggio (C)	69,7	66,4	63,4	71,9	67,4	65,1	68,5	74,7	73,1	78	77,2	75,2	73,6	74,01	79,3	85,9	80,5	83,7	82,8	81	84,3	87	89,3	87	88,2	82,4	76,2	78,6	71,2	
Produzione nazionale effettiva (D)	2,2	2,2	2,4	2,5	3,9	4,8	4,6	4,6	4,3	4,5	4,6	4,9	5,2	5,4	5,9	5,6	5	4,6	4,1	5,5	5,5	5,4	6	5,8	5,8	5,2	4,5	5,1	5,3	
Fabbisogno petrolifero interno (E= C+D)	71,9	68,6	65,8	74,4	71,3	69,9	73,1	79,3	77,4	82,5	81,8	80,1	78,8	79,4	85,2	91,5	85,5	88,3	86,9	86,5	89,8	92,4	95,3	92,8	94	87,6	80,7	83,7	76,5	
Peso % importazioni su fabbisogno interno (C/E)	97%	97%	96%	97%	95%	93%	94%	94%	94%	95%	94%	94%	93%	93%	93%	94%	94%	95%	95%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	94%	93%	
Importazioni di greggio con R/P = 15 (F)	68,1	63,1	60,2	68,7	65,3	62,8	66,4	72,6	70,1	76,8	76,1	73,4	72,0	72,7	77,7	84,0	77,6	80,8	79,6	79,4	82,4	85,3	88,2	85,5	86,3	79,0	72,2	71,2	66,4	
Produzione nazionale con R/P =15 (G)	3,8	5,5	5,6	5,7	6,0	7,1	6,7	6,7	7,3	5,7	5,7	6,7	6,8	6,7	7,5	7,5	7,9	7,5	7,3	7,1	7,4	7,1	7,1	7,3	7,7	8,6	8,5	12,5	10,1	
Fabbisogno petrolifero interno (H= F+G)	71,9	68,6	65,8	74,4	71,3	69,9	73,1	79,3	77,4	82,5	81,8	80,1	78,8	79,4	85,2	91,5	85,5	88,3	86,9	86,5	89,8	92,4	95,3	92,8	94	87,6	80,7	83,7	76,5	
Peso % importazioni su fabbisogno interno con R/P=15 (F/H)	95%	92%	91%	92%	92%	90%	91%	92%	91%	93%	93%	92%	91%	92%	91%	92%	91%	91%	92%	92%	92%	92%	92%	93%	92%	92%	90%	89%	85%	87%

Fonti: per le riserve recuperabili e la produzione interna rapporti annuali UNMIG anni vari; per prezzi all'importazione doll. 2011: elaborazioni RIE su dati UP in doll. Correnti, convertiti in valuta costante 2011 con CPI Inflation Calculator del Bureau of Labor Statistics, US Labor Department; per cambio euro/dollaro: UIC; per importazioni di greggio: UP fino al 2010, per il 2011 MSE.

4.3 Produzione attuale e potenziale

24. Passiamo alla seconda domanda: quanta produzione addizionale è realisticamente possibile? Se è indiscutibile l'esistenza di un potenziale inutilizzato, più complesso è determinarne l'ammontare. Nel 2011 sono state prodotte in Italia 5,3 milioni di tep, provenienti da sei regioni (Sicilia, Emilia Romagna, Basilicata, Lazio, Piemonte, Molise).


Tab.11 Produzione Petrolio 2011				
Nome della Concessione	Compagnia operatrice	Localizzazione*		Kg
B.C 7.LF (Mare Adriatico)	EDISON	Mare	Zona B	103.884.118
B.C 8.LF (Mare Adriatico)	EDISON	Mare	Zona B	205.645.000
C.C 1.AG (Mar Tirreno-Canale di Sicilia)	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI	Mare	Zona C	29.883.000
C.C 3.AG (Mar Tirreno-Canale di Sicilia)	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI	Mare	Zona C	131.412.148
C.C 6.EO (Mar Tirreno-Canale di Sicilia)	EDISON	Mare	Zona C	169.230.489
GELA	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI	Terra	Sicilia	405.691.000
GIAURONE	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI	Terra	Sicilia	107.641.000
IRMINIO	IRMINIO	Terra	Sicilia	21.837.000
MASSERIA VERTICCHIO	ADRIATICA IDROCARBURI	Terra	Molise	6.643.710
MIRANDOLA	PADANA ENERGIA	Terra	Emilia Romagna	29.662.806
RAGUSA	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI	Terra	Sicilia	49.215.000
S. ANNA	ENI MEDITERRANEA IDROCARBURI	Terra	Sicilia	45.324.000
SERRA PIZZUTA	ENI	Terra	Basilicata	15.160.953
STRANGOLAGALLI	PENTEX ITALIA	Terra	Lazio	200.786
VAL D'AGRI	ENI	Terra	Basilicata	3.716.290.718
VILLAFORTUNA-TRECATE	ENI	Terra	Piemonte	248.319.839
Produzione Petrolifera Totale in Italia				5.286.041.567


Nota: La ZONA B si estende nel Mare Adriatico centrale tra il 44° ed il 42° parallelo, è delimitata ad ovest dalla linea di costa a bassa marea e ad est dalla linea di delimitazione ITALIA-CROAZIA e ITALIA-BOSNIA (ex Jugoslavia).

La ZONA C si estende nel Mare Tirreno meridionale e nel Canale di Sicilia tra la linea di costa siciliana e la linea isobata dei 200 m. A sud ovest è delimitata da un tratto della linea di delimitazione ITALIA-TUNISIA; a sud est dalla linea mediana ITALIA-MALTA. Fa parte della zona C anche il sottofondo marino adiacente l'isola di Lampedusa tra l'isobata dei 200 m e la linea di delimitazione ITALIA-TUNISIA.

Fonte: Elaborazioni RIE su dati MSE-UNMIG

25. L'esercizio teorico proposto ha indicato per il 2011 una produzione potenziale di petrolio pari a 10,1 mln tep con un R/P ratio di 15 anni. Il risultato della simulazione non è affatto irragionevole: l'esame dei progetti proposti o già avviati dagli operatori sulle riserve già accertate e non ancora sviluppate indica come sia possibile più che raddoppiare la produzione petrolifera attuale nell'arco del decennio in corso. I principali progetti di produzione di petrolio da cui tale potenziale potrebbe derivare sono localizzati:

 *Onshore*, prevalentemente in Basilicata, con una produzione che potrebbe incrementare di circa 107.000 bbl/g (+5,36 mln tep).

 *Offshore*, sia in Adriatico che nel Canale di Sicilia, dove alcuni nuovi progetti e diversi in fase di *revamping* o ampliamento potrebbero garantire una produzione addizionale di circa 15.000 bbl/g (+0,74 mln tep).

In conclusione: la produzione petrolifera potrebbe più che raddoppiare rispetto agli attuali 5,3 mln tep¹⁸.

26. **Gas.** Nel 2011 sono state prodotti 6,6 mln tep (8,3 miliardi di metri cubi) pari al 10,7% della domanda interna. La produzione, a differenza di quella di greggio, ha una maggiore distribuzione territoriale: proviene soprattutto da campi *onshore* dislocati in 12 regioni, con la maggior parte in Basilicata, seguita da Sicilia, Puglia, Emilia Romagna.



TAB.12 Produzione gas 2011	
Localizzazione	Mc
Mare	5.997.394.284
Abruzzo	24.111.247
Basilicata	1.171.327.332
Calabria	11.122.016
Emilia Romagna	202.995.263
Lombardia	17.137.022
Marche	183.972.023
Molise	72.224.707
Piemonte	39.655.296
Puglia	282.394.568
Sicilia	333.026.855
Toscana	1.093.237
Veneto	2.274.715
Totale	8.338.728.565

Fonte: Elaborazioni RIE su dati UNMIG, MSE

27. Nonostante nel 2011 si registri un aumento del 5% rispetto all'anno precedente, la produzione nazionale ha conosciuto nel corso degli anni un progressivo declino, più che dimezzandosi dal livello massimo di 20,6 mld mc nel 1994.

Così come per il petrolio, anche per il gas esistono aree con riserve accertate che potrebbero essere messe in produzione nei prossimi anni, seppur con tempi diversi da campo a campo:

¹⁸ Fonte: elaborazioni RIE su analisi giacimenti italiani.

-  Giacimenti onshore localizzati prevalentemente in Basilicata e Val Padana, per una produzione annua aggiuntiva complessivamente stimata nell'ordine di 0,6 mld mc, pari a circa 0,46 mln tep;
-  Giacimenti offshore prevalentemente nel Canale di Sicilia e nell'Adriatico centro-settentrionale, per i quali si stima una produzione addizionale cumulata nell'intorno di 3,9 mld mc, pari a 3,14 mln tep l'anno;

Pertanto la produzione addizionale di gas attivabile nel medio termine è stimata nell'intorno di 3,6 mln tep.

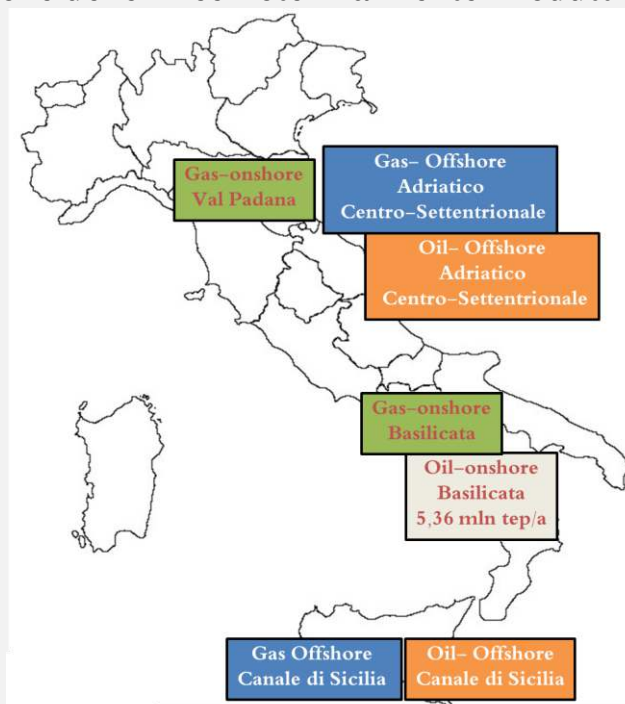
Tab. 13 Potenziale Produzione di Idrocarburi (mln tep)			
Produzione	Petrolio	Gas	Totale
Attuale	5,3	6,6	11,9
Potenziale	6,1	3,6	9,7
Totale	11,4	10,2	21,6

Fonte: Elaborazione RIE su dati UNMIG e fonti varie

In sintesi, entro la fine del decennio in corso sarebbe possibile quasi raddoppiare la produzione nazionale di idrocarburi, da 11,9 a 21,6 mln tep.

Oltre all'indicata produzione addizionale ottenibile da riserve accertate, si stimano ampie riserve individuabili di petrolio e gas, nell'ordine di 265 mln tep, accertabili solo a seguito di adeguati investimenti in esplorazione.


Fig.29 Localizzazione delle Aree Potenzialmente Produttive di Petrolio e Gas





Fonte: Elaborazioni RIE su fonti varie

4.4 Un'opportunità da non perdere

28. **La drammatica situazione in cui versa l'economia italiana imporrebbe di attivare ogni azione capace di imprimere stimoli alla crescita onde evitare che i vincoli di finanza pubblica si avvino in una spirale di recessione, maggiori tassi, riduzione dei redditi. L'industria petrolifera che (ancora) opera in Italia sarebbe in grado di fornire un contributo in tal senso: attivando un positivo ciclo di investimenti nello sfruttamento delle risorse nazionali di idrocarburi.**
29. La produzione nazionale di idrocarburi nel 2010¹⁹, pari a 11,4 mln tep, ha contribuito alla copertura della domanda interna di energia per il 6,3% consentendo di: contenere per oltre 4 miliardi di euro l'esborso per le importazioni di energia; aumentare gli introiti fiscali dello Stato di 1,3 miliardi euro; accrescere gli investimenti di circa 1 miliardo euro; dare lavoro a oltre un centinaio di imprese italiane attive nella filiera mineraria.
30. La dotazione nazionale di riserve accertate di idrocarburi consentirebbe di raddoppiarne la produzione. Per riuscirci le imprese hanno predisposto 88 progetti per complessivi 15,5 miliardi euro di investimenti: immediatamente cantierabili, interamente finanziati dalle imprese – in misura significativa estere – con tempi rapidi di realizzazione, senza nessun onere per lo Stato. In particolare, si tratta di:

 33 progetti in esplorazione avviabili nei prossimi 4 anni, per un ammontare circa di 1,4 mld euro, di cui per la maggior parte (19) *onshore*, anche se quelli *offshore* (14) movimenterebbero il 60% dei previsti investimenti. Tra le fonti sarebbe il gas ad assorbire la loro maggior parte. Su molti di questi progetti gravano le statuizioni del Dlgs 128, che ha riguardato circa la metà degli investimenti complessivi nell'attività di ricerca di nuove riserve.

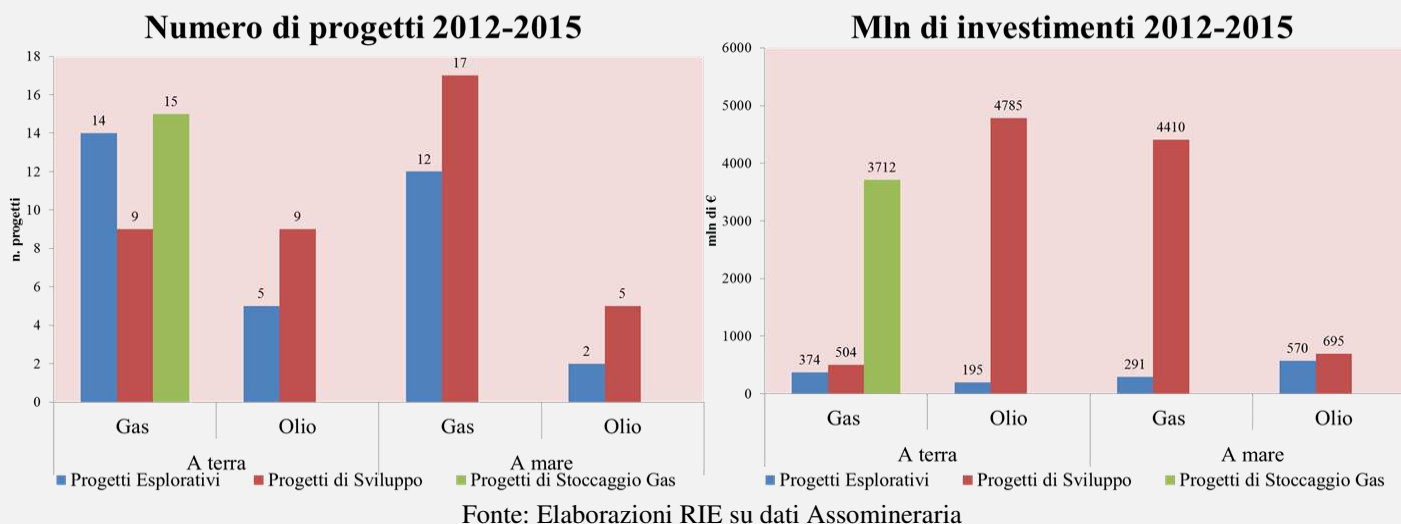
 40 progetti di sviluppo per la produzione di gas e petrolio, per complessivi 10,4 miliardi euro. La localizzazione è prevalentemente *offshore* (55%) e riguarda soprattutto il gas, ma la maggior parte dei capitali è destinata allo sviluppo di giacimenti *onshore*, quasi esclusivamente di greggio. Il Dlgs 128 impatta per un quarto degli investimenti complessivi.

 15 progetti di stoccaggio gas per 3,7 miliardi euro esclusivamente *onshore* localizzati in Abruzzo, Basilicata, Emilia Romagna, Lombardia, Marche e Molise.

Tab.14 Numero di Progetti e Ammontare degli Investimenti 2012-2015





Tipologia di Progetto	A terra				A mare				Totale	
	Gas		Olio		Gas		Olio		mln €	n. progetti
	mln €	n. progetti	mln €	n. progetti	mln €	n. progetti	mln €	n. progetti		
Progetti Esplorativi	374	14	195	5	291	12	570	2	1.430	33
Progetti di Sviluppo	504	9	4.785	9	4.410	17	695	5	10.394	40
Progetti di Stoccaggio Gas	3.712	15	-	-	-	-	-	-	3.712	15
TOTALE	4.590	38	4.980	14	4.701	29	1.265	7	15.536	88

¹⁹ Si utilizza il dato 2010 in quanto non sono ancora disponibili i dati sulla domanda di energia in Italia 2011.



4.5 Ricadute economiche ed energetiche

31. **La valorizzazione del patrimonio minerario nazionale attraverso la piena realizzazione del piano di investimenti sopra analizzato avrebbe positive ricadute per il nostro Paese negli anni a venire. Sul piano macroeconomico, la maggior produzione stimata di petrolio e gas comporterebbe:**

-  una minor peso delle importazioni di idrocarburi (olio + gas) sui relativi consumi di 7 punti percentuali: dal 92% all'85%;
-  una minor dipendenza energetica nel suo complesso dall'83% al 77%²⁰;
-  una riduzione del deficit energetico (valorizzando la produzione addizionale ai prezzi attuali) di 4,8 miliardi euro: 3,5 per il petrolio, 1,3 per il gas²¹;
-  entrate fiscali per lo Stato per 2,5 miliardi all'anno.

Nell'arco di un decennio, prevedibile tempo di sfruttamento dei giacimenti, si genererebbero circa 50 mld di euro di importazioni evitate e destinabili alla crescita interna e 25 miliardi di maggiori introiti per le casse dello Stato.

32. **Sul piano microeconomico si avrebbero due importanti effetti. Il primo è l'impulso all'attività produttiva del gran numero di imprese che si è visto operare nell'industria petrolifera, sia mineraria che para-petrolifera.** Imprese di grande dimensione ma soprattutto di piccola-media scala che operano nei distretti industriali esaminati più sopra. Imprese che producono soprattutto per l'estero, che hanno acquisito livelli di eccellenza tecnologica, che trarrebbero sicuramente vantaggio dal poter contribuire per la quasi totalità delle spese di investimento nel nostro paese.

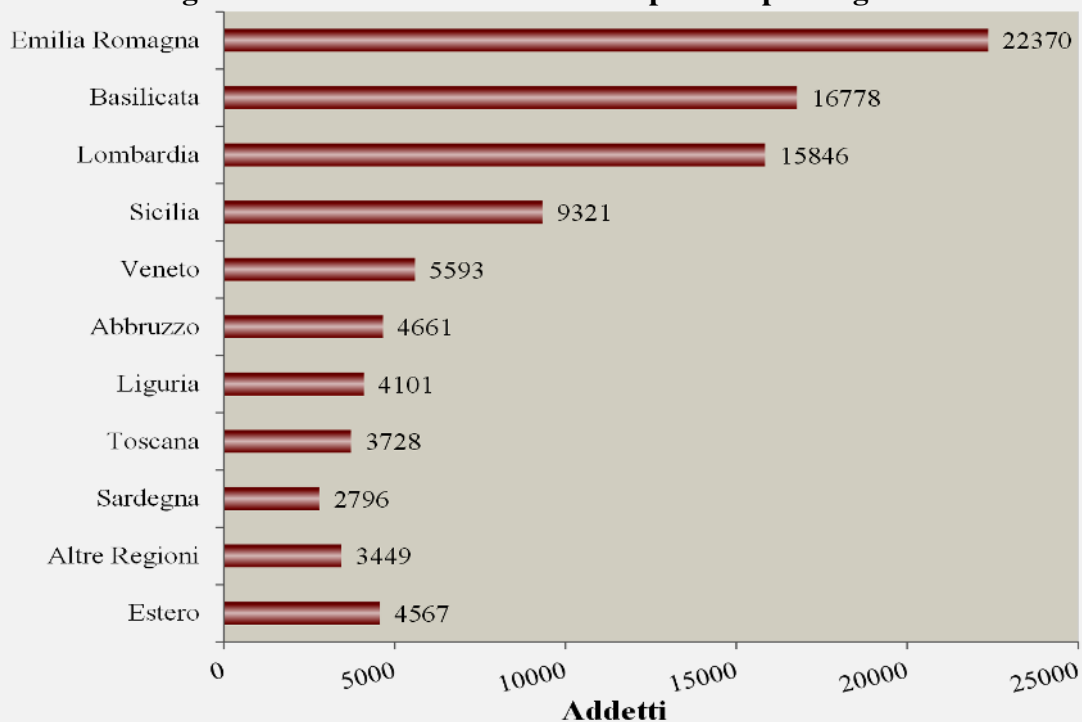
33. **Il secondo effetto, non certo per importanza, è quello occupazionale per diverse decine di migliaia di unità. In assenza di investimenti vi è il fondato rischio che l'occupazione abbia a ridursi per la decisione di molte imprese di abbandonare il nostro Paese.** Della

²⁰ Calcolata sulle importazioni nette di energia rapportate al consumo interno lordo; la minore dipendenza conseguente alla produzione di idrocarburi addizionale viene stimata mantenendo costanti esportazioni e consumo interno lordo al livello del 2010.

²¹ Le stime sono state elaborate assumendo prezzi di petrolio e gas in linea con quelli del 2011.

nuova forza lavoro prevista, un 10% riguarderebbe i territori nei quali sono previsti i progetti (Basilicata, Sicilia, Abruzzo). Inoltre, le ricadute occupazionali non andrebbero circoscritte alle aree direttamente interessate dall'attività estrattiva, bensì estese all'insieme dei distretti petroliferi ormai consolidati come Emilia Romagna, Abruzzo e Lombardia, dove storicamente maggiore è stata l'attività relativa all'upstream minerario, nonché al nascente polo industrializzato della Basilicata, tra i più significativi in termini di maggiore sviluppo. Maggiore occupazione e quindi maggiori ricadute redistributive per il territorio renderebbero tangibili alle popolazioni più interessate gli effetti dello sviluppo di questo comparto industriale, contribuendo ad una maggiore consapevolezza dei benefici e quindi ad una più ampia costituzione del consenso.

Fig. 30 Investimenti CAPEX e Occupazione per Regione



Fonte: Elaborazione RIE su dati Assomineraria

5.1 Inquadramento della normativa di settore nel sistema ordinamentale

1. La prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi fanno parte del c.d. diritto minerario ed inoltre ricadono nel settore energetico, materia di legislazione concorrente tra Stato e Regioni (art. 117, comma 3 della Costituzione). L'odierna disciplina giuridica della materia è l'esito del sovrapporsi nel tempo di numerose normative, basate anche sul presupposto che i giacimenti di idrocarburi rientrano nel patrimonio indisponibile dello Stato o delle Regioni *ex art.* 826 del Codice civile. I principi fondamentali della disciplina mineraria sono rimasti in gran parte quelli di cui alle leggi di base del 1927 e degli anni Cinquanta e Sessanta del secolo scorso, mentre le procedure amministrative per il rilascio dei titoli minerari sono state aggiornate nel tempo con l'inserimento, tra l'altro, di valutazioni ambientali preventive e, per le attività a terra, con la necessità di intese con le Regioni.

5.2 L'evoluzione della disciplina giuridica del rilascio dei titoli minerari

2. Invero, già il r.d. 29 luglio 1927, n. 1443 distingueva tra attività di ricerca mineraria, sottoposta a permesso, e coltivazione della miniera oggetto invece di concessione statale. Tale distinzione di fondo venne confermata dalla disciplina successiva e tra l'altro dalla legge 11 gennaio 1957, n. 6 avente ad oggetto, appunto, la ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi che peraltro faceva salva, limitatamente alle zone ivi specificate, la riserva nel frattempo istituita (con legge 10 febbraio 1953, n. 136) in favore dell'*Ente Nazionale Idrocarburi*.
3. La disciplina in tema di ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi viene, in un primo tempo, completata con la legge 21 luglio 1967, n.613 che riguarda specificamente il mare territoriale e la piattaforma continentale, ribadendo – tra l'altro – che appartiene allo Stato il diritto di esplorazione e di sfruttamento delle risorse naturali. La legge reca anche una definizione delle attività di prospezione (consistente in rilievi superficiali volti ad accertare le caratteristiche geominerarie del sito), di ricerca (operazioni volte al rinvenimento di giacimenti) e di coltivazione (volta allo sfruttamento del giacimento rinvenuto) e precisa che al titolare del permesso che mediante perforazione di un pozzo abbia rinvenuto idrocarburi liquidi o gassosi è concessa la concessione di coltivazione.
4. Nel corso degli anni Novanta del secolo scorso, la sopra ricordata normativa viene implementata, sia sulla scorta delle pressioni regionali in tema di partecipazione al processo decisionale in materia di rilascio dei vari titoli minerari, sia, soprattutto, per le esigenze di tutela dell'ambiente e della concorrenza - anche di matrice comunitaria - che siffatte decisioni implicano. Di particolare importanza è la legge 9 gennaio 1991, n.9 la quale: disciplina il rilascio del permesso di prospezione, il conferimento del permesso di ricerca e della concessione di coltivazione; come "integrata" anche dalla Corte costituzionale sancisce il coinvolgimento delle Regioni nei relativi procedimenti amministrativi; stabilisce la

sottoposizione della sopra dette attività a valutazione di impatto ambientale. Il tutto con le modalità precisate nel conseguente regolamento di cui al d.P.R. 18 aprile 1994, n. 484.

5.3 La definizione dell'assetto amministrativo delle competenze

5. L'assetto delle competenze amministrative è stato definito dal d.lgs. 31 marzo 1998, n. 112 e successive modificazioni: vengono conservate allo Stato le funzioni amministrative circa la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, ivi comprese le funzioni di polizia mineraria in mare. Le funzioni amministrative relative a prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in terraferma, ivi comprese quelle di polizia mineraria, sono invece svolte dallo Stato d'intesa con la Regione interessata, secondo le modalità ad oggi definite nell'Accordo del 24 aprile 2001 tra il Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, le Regioni e le Province Autonome e secondo quanto statuito dall'art. 117 della Costituzione, riformato con la legge costituzionale n.3 del 18 ottobre 2001. Il suddetto articolo della Costituzione, in particolare, indica le attività di produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia, come materie concorrenti tra Stato e Regioni, riservando quindi agli enti periferici l'iniziativa legislativa, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata al governo centrale. **Questo assetto delle competenze riconosce un ruolo di primaria importanza nel processo decisionale alle Regioni che, molto spesso, hanno esercitato il loro potere di veto, determinando ritardi o peggio il blocco dell'iter autorizzativo relativo alla ricerca e coltivazione degli idrocarburi²².**

5.4 La progressiva apertura del settore ai principi della concorrenza

6. Nel corso degli anni Novanta e dei primi anni Duemila si assiste all'apertura del settore *upstream* alla concorrenza. Con il d.lgs. 25 novembre 1996, n.625 di attuazione della direttiva 94/22/CEE relativo alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi si determina l'abolizione della zona riservata all'esclusiva di *Eni* ed inoltre si introducono norme che garantiscono la parità di accesso alle procedure di rilascio dei titoli. Il citato decreto legislativo detta, inoltre, una nuova disciplina per le *royalties*, destinando parte del gettito alle Regioni ed ai Comuni interessati dalle coltivazioni (in tema di *royalties* si veda l'incremento di cui all'art. 45 della legge 23 luglio 2009, n.99 nonché la disciplina introdotta dall'art. 35 del d.l. n.83/2012; inoltre si veda l'art. 1, comma 84 della legge n. 239/2004 in tema di contributi compensativi a carico dei titolari di concessioni di coltivazione).
7. La concorrenza è ulteriormente implementata dal d.lgs. 23 maggio 2000, n.164 (emanato in attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale) che liberalizza 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 ed inoltre prevede che 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.

²² Dopo il 2001, sarà l'art. 1, comma 7, lett. n) della legge 23 agosto 2004, n. 239 a confermare lo status quo. Peraltro, l'art. 38 del d.l. 22 giugno 2012, n. 83 (non ancora convertito in legge) introduce un meccanismo di semplificazione idoneo a superare, anche per i procedimenti amministrativi in corso, eventuali ritardi od omissioni regionali nell'espressione dell'intesa sopra ricordata.

8. Il d.lgs. n.164/2000 stabilisce inoltre che i titolari di concessioni di coltivazione di idrocarburi possono essere autorizzati (dal Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato) a realizzare e gestire in comune tutte o parte delle infrastrutture necessarie allo svolgimento delle attività di coltivazione. Gli incentivi alla prospezione geofisica ed alla messa in coltivazione di giacimenti marginali (quelli ad economicità critica) introdotti dal d.lgs. n. 164/2000 sono stati sterilizzati dall'art. 8, comma 4 del d.l. 25 giugno 2008, n. 112 conv. legge 6 agosto 2008, n. 133.




5.5 I procedimenti unici per il rilascio dei titoli di ricerca e coltivazione

9. Sul piano procedimentale, ferme le competenze amministrative sopra ricordate al paragrafo 1.2., l'attività di ricerca e coltivazione è oggi regolata dall'art. 1, comma 77 e seguenti della legge n. 239/2004 come modificata dalla legge n. 99/2009 che, peraltro, si sovrappone – senza abrogarla in modo espresso – alla disciplina previgente (tanto che la legge n. 239/2004 si riferisce ai permessi di ricerca e alle concessioni coltivazione di cui alla legge n. 9/1991).
10. Il permesso di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma è rilasciato all'esito di un procedimento unico al quale partecipano le Amministrazioni statali e regionali interessate e consente ogni operazione volta al rinvenimento di giacimenti esclusa la perforazione dei pozzi esplorativi. La perforazione del pozzo esplorativo, così come la costruzione degli impianti e delle opere necessari che sono dichiarati di pubblica utilità, deve a sua volta essere oggetto di specifica autorizzazione richiesta dal titolare del permesso di ricerca e rilasciata, ancora all'esito di un procedimento unico al quale partecipano la Regione e gli enti locali interessati, da parte del competente Ufficio Territoriale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia, previa valutazione di impatto ambientale. Norme analoghe valgono per il permesso di ricerca e la perforazione nelle aree marine, fermo restando che solo l'autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo in terraferma può presentare, se necessario, l'effetto di variante urbanistica.
11. Per poter accedere alla coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi, il titolare del permesso di ricerca deve peraltro sottoporsi ad un ulteriore procedimento unico al fine di ottenere l'apposita concessione rilasciata dallo Stato d'intesa con la Regione se in terraferma. Anche con riferimento a quest'ultima fattispecie procedimentale ricorrono elementi di semplificazione perché 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; ancora il rilascio della concessione di cui si tratta produce l'effetto di variante urbanistica.
12. Peraltro, quanto sopra riferito non incide sul permanere delle più ampie garanzie ambientali perché – fermo quanto già ricordato riguardo alla perforazione - la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in mare è obbligatoriamente sottoposta a VIA statale ai sensi dell'Allegato II del d.lgs. n. 152/2006 mentre rientra nella VIA regionale parimenti obbligatoria (Allegato III al medesimo d.lgs.) l'attività di coltivazione sulla terraferma degli idrocarburi liquidi e gassosi; inoltre la ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma soggiace a verifica di assoggettabilità a VIA ai sensi dell'allegato IV al d.lgs. ult. cit. In definitiva, la VIA non è necessaria nei soli casi di attività preliminari – individuate con decreti dei Ministri dello Sviluppo Economico, delle Infrastrutture e dei Trasporti, dell'Ambiente – che non comportano effetti significativi e permanenti sull'ambiente e che, in attesa della determinazione conclusiva della conferenza di servizi, l'Ufficio Nazionale

Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia è competente ad autorizzare (art. 1, comma 82-ter della legge n. 239/2004).

13. In ogni caso, rimane vigente la specifica disciplina che l'8 del d.l. n. 112/2008 detta per il Golfo di Venezia (così l'art. 1, comma 82 della legge n. 239 del 2004 e successive modificazioni): persiste cioè l'impedimento alla ricerca, prospezione e coltivazione fino all'intesa tra Consiglio dei ministri e Regione interessata che abbia definitivamente accertato, sulla base di apposita istruttoria basata sui metodi di valutazione più conservativi, la non sussistenza di rischi apprezzabili".

5.6 Prime considerazioni riassuntive

14. In sintesi, la normativa interna in tema di rilascio dei titoli per la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi si segnala per la sua attenzione dal punto di vista ambientale, essendo largamente richiesti processi di valutazione di compatibilità. Inoltre, **la ridetta normativa appare complessa e farraginoso in ragione delle successive stratificazioni di cui costituisce il risultato: in particolare rimangono necessari due procedimenti separati, rispettivamente, per il rilascio del permesso di ricerca e per la concessione di coltivazione. Inoltre, ai sensi della legge n. 239/2004, occorre un'ulteriore autorizzazione (diversa dal mero permesso di ricerca) per procedere alla perforazione del pozzo esplorativo ed alle opere connesse.**
15. Dell'appena ricordata non funzionalità dell'attuale quadro normativo è consapevole anche l'attuale Governo che, nell'ambito del d.l. 24 gennaio 2012, n. 1 aveva intenzione di liberalizzare l'attività di prospezione e ricerca. In effetti, nella relazione esplicativa si dava conto del fatto che l'attuale normativa in materia di rilascio dei titoli abilitativi per la ricerca e produzione di idrocarburi ha portato ad un "procedimento articolato e complesso, che conduce in molti casi al blocco dello stesso per mancanza di intese, e comunque alla conclusione in tempi molto più lunghi, circa doppi, di quelli degli altri Paesi OCSE".
16. Per questo motivo il Governo intendeva proporre modifiche normative illustrando i principi che, a suo avviso, avrebbero dovuto presiedere al conferimento dei titoli e che avrebbero consentito un allineamento del diritto interno con quelli dei Paesi dell'OCSE e cioè:
 -  al ricercatore deve essere conferito un titolo concessorio unico, che prevede una fase di ricerca al termine della quale, in caso di esito negativo, il titolo cessa, mentre in caso di ritrovamento minerario prosegue l'attività attraverso le fasi di sviluppo, produzione, ripristino finale;
 -  la valutazione d'impatto ambientale, obbligatoria per ogni fase di ricerca e sviluppo, deve essere svolta sui progetti definitivi all'atto della loro definizione e presentazione, e non più sui generici programmi di lavoro presentati all'atto della richiesta del titolo abilitativo come avviene in base alle leggi vigenti;
 -  devono essere definite in modo univoco le procedure di accettazione pubblica da seguire dall'atto del rilascio del titolo e l'entità e la destinazione delle compensazioni previste per le fasi di ricerca e di sviluppo. In tal modo l'operatore ha la necessaria certezza del diritto a ricercare e poi a estrarre il frutto del giacimento in caso di ritrovamento.

17. La proposta del Governo non ha, tuttavia, trovato riscontro nella legge di conversione del c.d. decreto liberalizzazioni, sicché permane l'attuale sistema che esige una pluralità di titoli abilitativi all'esito di separati procedimenti. Un ulteriore elemento di criticità attiene al fatto che, come si è anticipato, gli enti locali sono legittimati a riscuotere *royalties* dagli operatori; tuttavia, in ragione dei meccanismi propri del c.d. patto di stabilità interno, i predetti enti locali incontrano difficoltà nel reimpiegare sul territorio tali entrate. La conseguenza è che i cittadini non percepiscono il beneficio di ospitare attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi. Ed infatti, come ha osservato anche la Corte dei Conti nel "Rapporto 2012 sul coordinamento della finanza pubblica" (in particolare pagina 319), l'attuale articolazione del patto di stabilità non consente, contestualmente, di assolvere agli obblighi finanziari derivanti dalle gestioni precedenti, di attivare politiche di crescita e sviluppo e di fronteggiare emergenze non preventivabili: i limiti derivanti dal Patto e dal taglio dei trasferimenti statali costringe le amministrazioni locali a operare politiche dei pagamenti fortemente selettive.

5.7 La normativa interna successiva a Macondo

18. Nonostante il già ricordato scrupolo per i profili ambientali, la normativa di riferimento è divenuta ancora più rigorosa a seguito del noto incidente verificatosi nell'aprile del 2010 su una piattaforma petrolifera statunitense installata nel Golfo del Messico (c.d. pozzo Macondo).

19. Invero, l'art. 2, comma 3, lett. h) del d.lgs. 29 giugno 2010, n. 128 - introducendo il comma 17 nell'art. 6 del d.lgs. n. 152/2006 - ha stabilito che 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. 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 sopra dette attività sono autorizzate previa sottoposizione alla procedura di valutazione di impatto ambientale di cui agli articoli 21 e seguenti del d.lgs. n. 152/2006, sentito il parere degli enti locali posti in un raggio di dodici miglia dalle aree marine e costiere interessate dalle attività.

20. Il suddetto quadro ordinamentale è stato nuovamente modificato dalla recentissima approvazione del d.l. n. 83/2012, entrato in vigore il 12 agosto 2012, che all'art. 35 sostituisce con un nuovo testo l'art. 6, comma 17 del d.lgs. n. 152/2006 e, oltre ad intervenire sulla regolamentazione delle royalties a carico dei concessionari di coltivazione in mare, delinea un regime più rigoroso per quanto concerne le nuove iniziative, nel contempo introducendo invece una disciplina transitoria più favorevole rispetto a quella contemplata dall'originario testo dell'art. 6, comma 17. Invero, il cit. art. 35 ribadisce il divieto di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi all'interno delle aree marine e costiere protette nonché nelle dodici miglia dal perimetro esterno delle medesime aree; inoltre la norma estende il divieto di cui si tratta altresì alle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale (in precedenza erano cinque miglia e per i soli idrocarburi liquidi). Nel contempo, seppure con una formulazione assai faticosa sul piano linguistico, l'art. 35 fa salvi i procedimenti concessori di cui agli artt. 4, 6 e 9 della legge n. 9/1991 in corso alla data di entrata in vigore

del sopra ricordato d.lgs. n. 128/2010 ed i procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi nonché l'efficacia dei titoli abilitativi già rilasciati alla medesima data anche ai fini dell'esecuzione delle attività di ricerca, sviluppo e coltivazione da autorizzare nell'ambito dei titoli stessi, ferma restando la procedura di VIA di cui agli artt. 21 e seguenti del d.lgs. n. 152/2006. In tal modo l'art. 35 permette di arrivare alla conclusione dei procedimenti amministrativi a suo tempo avviati ma non giunti a termine perché paralizzati dal sopravvenuto art. 6, comma 17 del d.lgs. n. 152/2006, consentendo dunque di mettere a frutto gli investimenti ivi previsti anche nell'interesse della politica energetica nazionale.

21. Con l'introduzione di questa nuova norma, si evidenzia la peculiarità della reazione istituzionale dell'Italia all'*affaire* Macondo. Di fatto, la decisione di bloccare le attività *offshore* non ha eguali in nessun altro paese al mondo. A titolo di esempio, la scelta dell'amministrazione statunitense è stata quella di creare nuovi organismi di controllo e introdurre misure più severe per gli operatori. Anche Regno Unito e Norvegia, i due maggiori Paesi produttori europei con forte preponderanza di attività *offshore*, hanno preferito un approccio rigoroso e costruttivo ad una "*knee jerk reaction*", ovvero una reazione istintiva com'è stato nel solo caso italiano: il Regno Unito ha puntato ad aumentare il sistema di controlli ed ispezioni e a sviluppare, congiuntamente con la Commissione Europea, proposte regolatorie per rafforzare il regime normativo nel campo dell'*offshore*; stessa cosa per la Norvegia che ha favorito numerose iniziative di studio e approfondimento dell'accaduto al fine di desumerne raccomandazioni utili a migliorare la sicurezza delle attività energetiche. In breve, mentre il mondo studiava nuove regole, si impegnava nella ricerca di nuove tecnologie e formava una classe di esperti, il nostro paese ha preferito seguire la strada più breve e severa, quella del blocco, pregiudicando le attività *upstream*, la valorizzazione delle risorse nazionali e l'intera industria degli idrocarburi.

**Tab.15 Impatto del DLgs 128 su Permessi e Concessioni Vigenti
(Indagine Assomineraria)**

Titoli abilitativi rilasciati al 26 agosto 2010 e potenzialmente impattati dal D.LGS. 128/2010							
	Concessioni di coltivazione		Istanze di concessione		Permessi di ricerca		Totale titoli impattati
	OLIO	GAS	OLIO	GAS	OLIO	GAS	
Parchi nazionali e regionali, aree marine protette, riserve naturali	0	8	2	0	2	0	12
SIC E ZPS	5	18	1	4	2	2	32
TOTALE	5	26	3	4	4	2	44
	31		7		6		

Nota: In aggiunta a questi titoli, vanno considerate le Istanze di Permesso interessate dal Decreto (circa 30).
Fonte: Assomineraria. 2011 Oil & Gas Industry Forecast, S. Donato Milanese, 4 febbraio 2011

5.8 L'effetto Macondo a livello comunitario

22. L'incidente di Macondo ha avuto un seguito anche a livello di Comunità europea. La Commissione ha avviato un'attenta verifica delle normative e dei sistemi di controlli in essere nei vari Paesi europei [cfr. la comunicazione COM(2010) 560 del 12 ottobre 2010], invitando peraltro gli Stati membri ad applicare rigorosamente un'impostazione

precauzionale nel rilascio delle autorizzazioni. Inoltre, la Commissione sta attualmente predisponendo un'apposita proposta di regolamento (COM (2011) 688) sulla sicurezza delle attività offshore di prospezione, esplorazione e produzione di idrocarburi liquidi e gassosi.

23. Anche il Parlamento europeo si è espresso, in una risoluzione del 13 settembre 2011, sulle modalità per affrontare le sfide della sicurezza delle attività offshore nel settore degli idrocarburi, appoggiando la volontà della Commissione di livellare verso l'alto le norme minime nell'UE, in cooperazione con gli Stati membri.
24. Peraltro, sono in corso le procedure per l'adesione dell'Unione Europea al Protocollo relativo alla protezione del Mare Mediterraneo dall'inquinamento derivante dall'esplorazione e dallo sfruttamento della piattaforma continentale, del fondo del mare e del suo sottosuolo ("il protocollo offshore") in attuazione della Convenzione per la protezione dell'ambiente marino e del litorale del Mediterraneo ("la convenzione di Barcellona"), approvata con la decisione del Consiglio 77/585/CEE. L'Unione Europea è parte contraente della convenzione, come tutti i suoi Stati membri che si affacciano sul Mediterraneo (Italia, Grecia, Spagna, Francia, Slovenia, Malta e Cipro), unitamente ad altri 14 paesi dell'area mediterranea che non sono membri dell'Unione.



5.9 Un confronto con la normativa di altri paesi OCSE con particolare riguardo ai tempi di rilascio dei titoli amministrativi e alla disciplina delle *royalties*

25. **In Italia la complessità dell'iter autorizzativo comporta una tempistica decisamente lunga:** nel caso in cui vi sia una sola impresa interessata ad acquisire il permesso di ricerca, per legge dovrebbero passare, **dal momento della presentazione dell'istanza al momento del conferimento del permesso, tra i 10,5 e 18,5 mesi. Per la perforazione del pozzo esplorativo** volto a individuare l'eventuale giacimento di idrocarburi **la legge prevede il rilascio di una autorizzazione in una tempistica che va dai 3 ai 5 mesi. Per il conferimento della concessione di coltivazione**, sempre secondo quanto previsto dalla normativa, **le tempistiche dovrebbero essere comprese tra i 10,5 i 12,5 mesi.**
26. **Ciononostante, i tempi d'autorizzazione effettivi nel nostro Paese sono molto più elevati, arrivando a toccare i 41,4 mesi per la fase esplorativa ed i 110,4 mesi per la fase di coltivazione, durate fino a 10 volte superiori a quanto previsto.** I tempi di autorizzazione sono sensibilmente più alti rispetto alla media mondiale, e questo gap continua a crescere negli anni. 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. Si tratta di ritardi che vanno ad aumentare i costi, in particolare quelli finanziari per lo sviluppo dei giacimenti.
27. Merita rilevare, tuttavia, che il d.l. n. 83/2012, ai fini dell'ottenimento di una decisione rapida e definitiva in materia di autorizzazione di infrastrutture energetiche (in coerenza con l'orientamento giurisdizionale attuale della Corte Costituzionale) dà la facoltà al Ministero dello Sviluppo Economico, in caso di mancata espressione da parte delle amministrazioni regionali degli atti di assenso o di intesa, di rimettere gli atti alla Presidenza del Consiglio dei Ministri la quale deve provvedere in merito con la partecipazione della regione interessata.

28. **Inoltre, i nostri standard di sicurezza, già oggi ai più alti livelli mondiali, in linea con le direttive europee, impongono costi di ricerca e di estrazione ben più alti della media mondiale.** La difficoltà nel ricercare e scoprire idrocarburi è uno dei principali fattori che determinano l'ammontare della fiscalità complessiva applicata dagli Stati alle società che svolgono attività di esplorazione, produzione e stoccaggio di petrolio o gas naturale, e di cui le *royalties* – cioè l'aliquota di prodotto direttamente spettante allo Stato – costituiscono una delle componenti, configurandosi come una trattenuta sui ricavi piuttosto che sugli utili.
29. Per chi intende eseguire attività di ricerca e produzione di idrocarburi, le *royalties* incidono percentualmente sulla produzione, che è la fonte prima dei ricavi, e pertanto – al pari dei costi, degli ammortamenti e degli altri prelievi fiscali – costituiscono uno dei primi parametri che permettono di stimare la redditività di un investimento, e di conseguenza ne determinano l'eventuale realizzazione. Per questo gli Stati le mantengono basse se la probabilità di non trovare idrocarburi è elevata o intendono attirare gli investimenti in tali attività.
30. Gli Stati ricchi di idrocarburi che derivano la maggior parte delle proprie entrate di bilancio dalla loro produzione tendono a fissare le *royalties* – o più in generale la fiscalità petrolifera, comunque essa sia strutturata – ai massimi livelli: a titolo di esempio, è il caso delle nazioni del Golfo Persico e del Venezuela. Tuttavia livelli eccessivi possono costituire una barriera all'apporto dei capitali necessari per eseguire le attività di ricerca e produzione, privilegiando così le nazioni con fiscalità minore rispetto alle altre. In definitiva, anche per gli Stati che possono vantare un sottosuolo ricco di idrocarburi, una tassazione troppo elevata può rivelarsi un fattore di svantaggio competitivo, e a maggior ragione per quelli che ne sono scarsamente dotati.

5.10 Sistema nazionale delle *royalties*

31. Secondo quanto statuito dal codice civile la proprietà dei giacimenti di idrocarburi è in capo allo Stato. Tali risorse sono patrimonio indisponibile dello Stato (articolo 826 c.c.), il quale ne lascia in concessione ad imprese private la ricerca e lo sfruttamento. Il concessionario, quindi oltre il rispetto della normativa vigente relativa alla ricerca, coltivazione e sviluppo e al pagamento della tassazione ordinaria specifica (Ires, Irap e Robin Tax) e le imposte sul reddito della società, è obbligato a corrispondere allo Stato centrale:

-  canoni per permessi di ricerca, prospezione e coltivazione, in proporzione alla superficie coperta dai titoli minerari;
-  *royalties* sulle produzioni ottenute dalla coltivazione delle fonti fossili.

Box 6 – Evoluzione della Normativa Relativa a Canoni e Royalties

Canoni - La normativa relativa ai canoni è contenuta nel dlgs 25/11/1996 n. 625 che ne determina la materia per tutto il territorio nazionale, ad eccezione della Regione Sicilia, per cui è intervenuta da ultimo la legge regionale 03/07/00 n. 14. I canoni vengono concessi direttamente allo Stato, tranne nel caso di Trento e Bolzano dove sono devoluti alla provincia autonoma e della Sicilia, corrisposti all'amministrazione regionale. Mediamente si possono stimare canoni di circa 3,5 € per km² per i permessi di prospezione e 16 € per km² per i permessi di ricerca e di circa 70 €/km² per le concessioni di coltivazione.

Royalties - Il succitato decreto n. 625 regola anche la disciplina delle royalties, a cui sono soggetti i concessionari per le produzioni delle concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi. Il 1° comma dell'art.19 fissa un'aliquota del 7% nel caso di produzione di olio e di gas onshore, mentre per la produzione offshore 4% nel caso di idrocarburi liquidi e 7% per quelli gassosi. Tuttavia, relativamente alle coltivazioni a mare, a decorrere dalla data di entrata in vigore del Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83 i titolari delle concessioni di coltivazione in mare sono tenuti a corrispondere annualmente l'aliquota di prodotto di cui all'articolo 19, comma 1 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, elevata dal 7% al 10% per il gas e dal 4% al 7% per l'olio. Tale corrispettivo non è dovuto nel caso di produzioni disperse, bruciate, impiegate nelle operazioni di cantiere o nelle operazioni di campo oppure reimmesse in giacimento e per le produzioni ottenute durante prove di produzione effettuate in regime di permesso di ricerca (2° comma) e per le quote inferiori a quelle statuite per legge (3° comma). In particolare il terzo comma istituisce una franchigia, e quindi un'esenzione sia per i primi 20000 tonnellate di petrolio prodotte a terra e 50000 tonnellate prodotte in mare, sia per i primi 25 mln di mc di gas onshore e 50 offshore.

Tab.16 Indicazione delle % Relative alle Aliquote Royalties

Produzione	Ubicazione Concessione	Quota annuale di produzione esente da royalties	Aliquota royalty	Fondo Idrocarburi ex art.45 L.99/09
Olio	Terra	20.000 tonnellate	7%	3%
Olio	Mare	50.000 tonnellate	7%	
Gas	Terra	25 milioni di metri cubi	7%	3%
Gas	Mare	50 milioni di metri cubi	10%	

Le royalties dovute vengono calcolate sul prezzo dell'olio e del gas definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas per mezzo dell'indice QE (quota energetica costo materia prima gas) espresso in euro/GJ e per ciascun trimestre dell'anno di riferimento. I destinatari delle aliquote per le produzioni in terraferma sono lo Stato, le Regioni e i Comuni, per una proporzione rispettivamente del 30%, 55% e 15%. Tuttavia a decorrere dal 1° gennaio 1999, per le concessioni ricadenti nelle Regioni a statuto ordinario incluse nel Mezzogiorno, l'aliquota destinata allo Stato è direttamente corrisposta alla Regione (art.20, comma 1-bis, decreto legislativo n.625/1996, comma introdotto dalla legge n.140/1999, art.7, comma 6 e modificato dalla legge 296/2006, finanziaria 2007, comma 366). **Ciò vuol dire che la Basilicata e le altre Regioni del Sud Italia incassano oltre al loro 55% anche il 30% spettante allo Stato.**

Per le produzioni in mare invece le aliquote vengono spartite esclusivamente tra Stato (45%) e Regioni (55%) per le acque del mare territoriale. Nel caso di risorse ricadenti nella piattaforma continentale le royalties sono versate direttamente allo Stato.

In questo quadro regolatorio merita rilevare le peculiarità della disciplina della Regione Sicilia che a differenza delle altre regioni italiane ha competenza esclusiva sulla terraferma. Pertanto, secondo le disposizioni della recente Legge regionale n. 11/2010, l'aliquota di prodotto è elevata dal 7% al 10% per la produzione onshore di petrolio e gas, con applicazione della franchigia (20000 tonnellate per l'olio greggio e 20 mln di mc per il gas) precedentemente non prevista. Il gettito proveniente dalle royalties verrà corrisposto per 1/3 alla Regione e per 2/3 ai comuni in cui ricade il giacimento. Niente è corrisposto allo Stato, che di fatto incassa esclusivamente le royalties provenienti dalle produzioni dell'Italia Centrale e del Nord.

Bonus Idrocarburi - Dal 1° gennaio 2009, secondo i dettami dell'art. 45 della legge 99/2009, viene istituito il Fondo per la riduzione alla pompa dei prezzi dei carburanti per i residenti nelle regioni interessate dalla estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi nonché dalle attività di rigassificazione anche attraverso impianti fissi offshore. Tale fondo è alimentato con i proventi ricavati dall'incremento del 3% dell'aliquota per le produzioni di gas e petrolio in terraferma. Pertanto il titolare di ciascuna concessione di coltivazione è tenuto a corrispondere annualmente una royalties del 10%, 7% da distribuire tra Stato, Regioni e Comuni come detto prima, mentre un 3% da destinare esclusivamente a tale Fondo. A beneficiarne sono i maggiorenti con patente di guida e codice fiscale valido residenti nelle regioni interessate dalla produzione, ad eccezione della Sicilia che non usufruisce dei proventi di tale fondo.

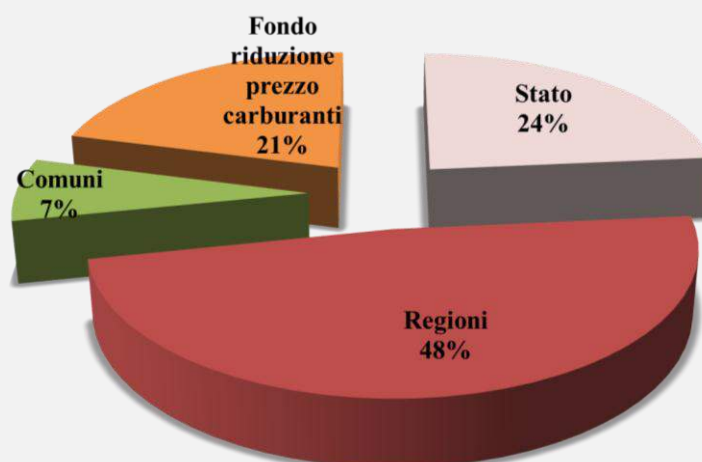
Il Decreto Interministeriale 12 novembre 2010 prevede che sia il Ministero dello Sviluppo Economico, sulla base dei dati relativi alla popolazione munita di patente di guida alla data del 31 dicembre e residente nelle rispettive regioni, a stimare per ogni regione e anno il beneficio economico per ciascuna persona residente. Il bonus sarà destinato direttamente ai beneficiari se è superiore ai 30 euro su base annua e viene erogato attraverso apposita carta elettronica, altrimenti sarà direttamente la Regione ad incassare le somme spettanti e non il singolo cittadino.

Per gli importi versati nel 2011 relativi alle produzioni di idrocarburi dell'anno 2010, l'unica regione interessata dal Bonus Idrocarburi è la Regione Basilicata, che ha incassato 48.779.628,00 di euro. Una somma tale che ha permesso ai residenti muniti di patente di godere di tale beneficio.

5.11 Analisi quantitativa dei profitti ricavati dalle *royalties*

32. Secondo i dati del Ministero dello Sviluppo Economico²³, per la **produzione di idrocarburi del 2010²⁴** sono stati versati dalle imprese quasi **265 mln di euro**, oltre il 43% in più rispetto al 2010, quando le *royalties* versate ammontavano a 184 mln e +20% vs 2009. Tali entrate sono in linea, invece, con quelle del 2008. Oltre il 48% è andato alle Regioni, il 23,5% allo Stato, un 7,3% ai Comuni e il rimanente 20,9% al Fondo di riduzione dei prezzi dei carburanti.

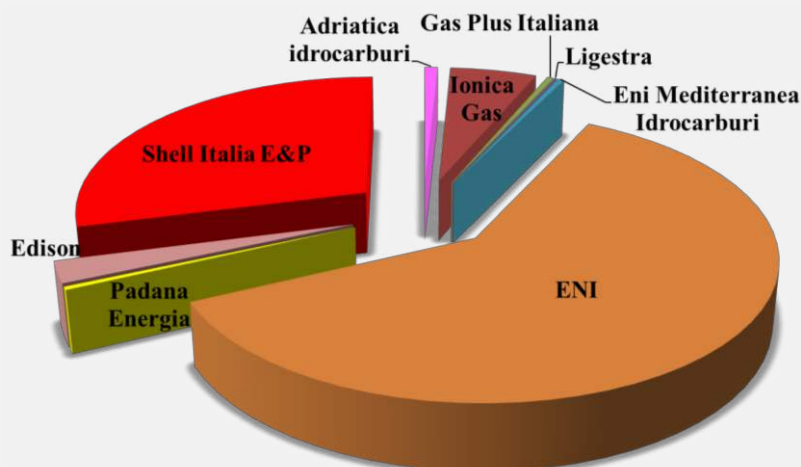
Fig.31 Ripartizione *Royalties* Anno di Produzione 2010



Fonte: Elaborazioni RIE su dati MSE-UNMIG

33. Fra le compagnie è stata l'*Eni* a versare di più, in ragione della sua intensa attività concentrata in due grandi aree produttive come la Basilicata (Val D'Agri) e la Sicilia. Seguono *Shell Italia*, *Ionica Gas*, *Edison*.

Fig.32 Ripartizione *Royalties* per Compagnia



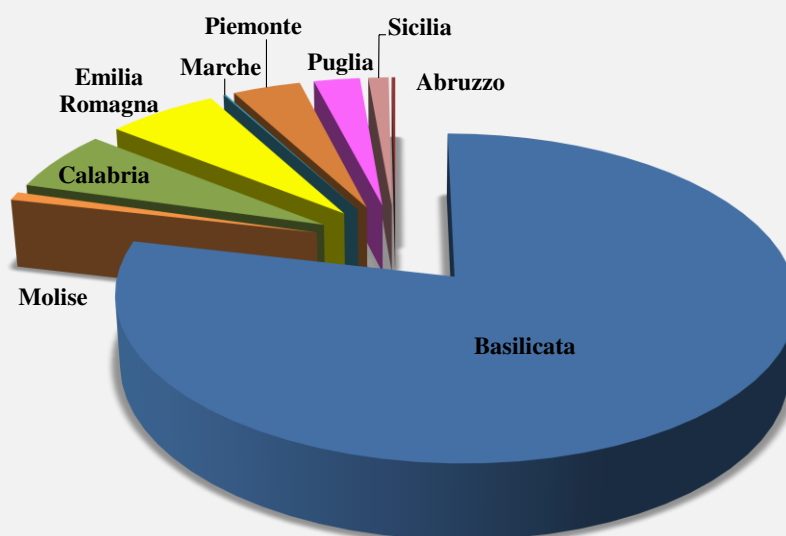
Fonte: Elaborazioni RIE su dati MSE-UNMIG

²³ Tutti gli importi indicati si riferiscono ai versamenti delle *royalties* effettuati nell'anno contabile considerato.

²⁴ Non sono inclusi in questo calcolo i proventi per la produzione 2010 relativi ai quantitativi venduti tramite asta del GME ed effettuate nell'anno contabile 2012, per cui il Ministero non ha ancora rilasciato il dato ufficiale.

34. Facendo una scomposizione per Regioni e Comuni si evidenzia come sia la Basilicata ad ottenere più royalties in virtù della maggior produzione di idrocarburi sul totale nazionale. **Ben il 78,6% del gettito regionale va alla Lucania che per la produzione 2010 ha incassato qualcosa come 100 mln di euro di royalties.**
35. Interessante è capire l’allocazione di queste risorse. Secondo quanto riferiscono i portavoce della Regione con i proventi del petrolio **si supplisce alle carenze dello Stato**, e quindi i fondi vengono destinati: per il reddito di cittadinanza, soldi destinati alle circa 20 mila famiglie che vivono con meno di 6 mila euro all'anno; per la realizzazione di centri per anziani in piccoli comuni dell'entroterra; una parte sono andati all'Università della Basilicata e al CNR di Marsico Nuovo e una parte in infrastrutture viarie, nella gran parte dei casi interventi di riparazione di strade comunali e provinciali²⁵. Tuttavia, un gettito così ingente non ha ancora espresso il suo potenziale di sviluppo strutturale della Regione, visto che la Basilicata ha ancora un alto tasso di disoccupazione (16,6% nel I trim. 2012).
36. La Basilicata è seguita da Emilia Romagna e Calabria, per euro versati, che incassano sugli 8 mln di euro. Merita precisare che in questa disamina la Sicilia figura solo per la produzione *offshore* perché, come detto prima, la produzione *onshore* è di competenza esclusiva della Regione e quindi anche le royalties corrispondenti sono incassate solo dal governo regionale e dai comuni in cui ricadono le coltivazioni.

Fig.33 Ripartizione Royalties per Regione



Nota: Il grafico fa riferimento alla quota del 48% di royalties spettante alle Regioni
 Fonte: Elaborazioni RIE su dati MSE-UNMIG

37. Nella tabella seguente si riporta la lista di tutti i comuni che nel 2011 hanno percepito royalties per la produzione di idrocarburi del 2010. **Una somma cospicua di fondi va al Comune di Viaggiano, il comune della Val D’Agri da dove si estrae la maggior parte del petrolio nazionale. Si tratta di oltre 11 mln di euro per un paesino di 3100 anime.** Cifre molto più contenute invece per altri comuni italiani, dove produzioni molto più esigue generano proventi minori.

²⁵ <http://www.lettera43.it/economia/1867/bye-bye-lucania-saudita.htm>.

Tab.17 Ripartizione in € delle *Royalties* per Comune

Regione	Comune	Royalties	Popolazione
Basilicata	Viggiano	11216126,35	3160
Basilicata	Calvello	2081896,95	2018
Basilicata	Grumento Nova	1840112,2	1741
Basilicata	Marsico Nuovo	1380084,15	4608
Piemonte	Romentino	646359,86	5262
Piemonte	Trecate	556587,64	19898
Basilicata	Montemurro	460028,05	1384
Puglia	Deliceto	222450,94	4002
Piemonte	Galliate	143635,52	15212
Puglia	Biccari	137080,31	2887
Basilicata	Garaguso	85238,07	1161
Puglia	Ascoli Satriano	67580,03	6323
Puglia	Candela	63825,58	2745
Puglia	Volturino	60924,59	1826
Molise	Rotello	59267,84	1269
Emilia Romagna	Spilamberto	39821,2	12190
Puglia	Alberona	30462,29	1010
Emilia Romagna	San Possidonio	16882,84	3856
Emilia Romagna	Novi di Modena	13868,04	11276
Puglia	S.Agata di Puglia	7508,9	2201
Emilia Romagna	Bazzano	7408,6	6845
Emilia Romagna	Modena	7408,6	183114
Emilia Romagna	San Cesario Sul Panaro	7408,6	6002
Basilicata	Pisticci	7131,59	17933
Emilia Romagna	Castelnuovo Rangone	3704,3	14196
Emilia Romagna	Savignano Sul Panaro	3704,3	9403
Emilia Romagna	Mirandola	2411,83	24321
Basilicata	Ferrandina	2252,08	9107

Fonte: Elaborazioni RIE su dati MSE-UNMIG

38. Sono esclusi dalla lista i comuni siciliani, perché come detto prima le *royalties* per la produzione in terra ferma è competenza esclusiva delle regioni. Tuttavia è possibile sapere l'ammontare complessivo di proventi che Regione e Comune si sono spartiti dal 2001 in avanti. La tabella successiva infatti è tratta da un documento dell'URIG Sicilia (Ufficio Regionale per gli Idrocarburi e la Geotermia).





Tab.18 Serie storica <i>Royalties</i> Regione Sicilia		
Anno di Produzione	<i>Royalties</i> Regione Sicilia €	<i>Royalties</i> Comuni Interessati €
2001	2507618,62	5015237,23
2002	3215469,42	6430938,84
2003	3512681,15	7025362,31
2004	3424986,4	6160867,07
2005	4126976,41	7625248,91
2006	4314912,84	8629825,67
2007	4244045,67	8488090,69
2008	5881441,14	11762882,14
2009	4440726,58	8881438,25
2010	6731490,93	12264,111

Fonte: Elaborazioni RIE su dati URIG - Regione Siciliana

5.12 Peculiarità Italia: *Ruolo attivo degli enti locali nella riscossione delle royalties*

39. **In Italia, il prelievo fiscale totale sulle attività di estrazione e produzione di idrocarburi è tra i più elevati in Europa ed è l'unico paese in Europa tra i produttori di rilievo che applica *royalties* nelle concessioni di coltivazione.**
40. **La strutturazione del sistema nazionale delle *royalties* evidenzia con chiarezza il ruolo "importante" che detengono gli enti locali.** Regioni e Comuni hanno acquisito con il tempo e grazie alla riforma del titolo V della Costituzione sempre maggior potere decisionale in ambito autorizzativo e contrattuale e hanno partecipato sempre più attivamente e in misura maggioritaria alla spartizione dei proventi. **In pochi altri paesi al mondo, le entrate provenienti dalle aliquote e destinate alle istituzioni periferiche dello Stato sono così alte.**
41. Oltre alle *royalties*, il potere contrattuale e molto spesso di veto esercitato degli enti locali permette loro di ottenere dalle imprese **altre forme di compensazioni, sia sotto forma di entrate finanziarie dirette che di partecipazione alla realizzazione di investimenti, ma non si limitano a questo.** Tali compensazioni frutto di un esplicito accordo tra le parti, come nel caso del Protocollo d'Intesa firmato da *Eni* e Regione Basilicata il 18 novembre 1998, trovano fondamento anche nel diritto. In particolare le compensazioni di natura ambientale rientrano in quelle operazioni di riequilibrio strettamente connesse alla presenza di infrastrutture energetiche ad elevato impatto territoriale. Si fa riferimento in particolare alla legge Marzano del 2004 (poi rivista prima nel 2006 e poi nel 2008), "*misure urgenti per la ristrutturazione industriale di grandi imprese in stato di insolvenza*", che prevede nell'art. 1 comma 4, "*misure di compensazione e di riequilibrio ambientale, in presenza di importanti infrastrutture energetiche ad elevato impatto territoriale*".

5.13 Peculiarità Italia: *Prelievo fiscale piuttosto elevato per un paese a media produttività*

42. **Sulle attività di estrazione e produzione di idrocarburi grava una tassazione stimata nell'intorno del 64%.** Tale percentuale si porta al 68% se si tiene conto anche dell'addizionale IRES, introdotta con la legge 7/2009. Un 64%-68% di tassazione viene ritenuta elevata se proporzionata alla produzione italiana e al ritorno degli investimenti ritardato che l'iter burocratico multilivello e farraginoso genera, ma si colloca sicuramente su livelli inferiori rispetto ad importanti paesi produttori come la Norvegia e UK.
43. In Norvegia infatti l'ammontare del prelievo fiscale è circa del 78% (28% *Income tax rate* e 50% *resource rent tax*)²⁶, mentre in UK la tassazione incide per un 62-81% (ritenute, *corporation tax rate*, *supplementary charge rate* e *petroleum revenue tax rate*). Tuttavia un paragone basato esclusivamente sulla comparazione delle percentuali non è immediatamente corretto e falsa un po' la percezione. Per una serie di motivi:
-  UK e Norvegia hanno un livello di produzione nettamente più alto dell'Italia;
 -  la redditività dei giacimenti è molto più elevata;
 -  il ritorno degli investimenti anche per i tempi autorizzativi più brevi;
 -  in questi paesi le imprese godono di incentivi fiscali (ad es. *ring fence* per UK e la possibilità di riportare a nuovo le perdite senza limiti temporali in Norvegia).




[BOX 7: FORME DI INCENTIVAZIONE IN UK E NORVEGIA]

UK: Sotto il profilo fiscale le attività britanniche di esplorazione e produzione (sia su terraferma che a mare aperto) sono trattate come un settore a sé stante rispetto ad altre attività industriali come la raffinazione ed il *marketing*. Di conseguenza, i profitti commerciali separati di una società sono calcolati separatamente rispetto ai profitti di qualsiasi altro ambito commerciale non separato. Il principale effetto di questo regime fiscale consiste nel fatto che le passività non separate non possono essere compensate con profitti derivanti da attività separate. Tuttavia, le perdite derivanti da attività separate possono essere compensate con profitti non separati.

Regole analoghe si applicano ai proventi in conto capitale (le perdite in conto capitale non separate non possono essere compensate con plusvalenze separate, ma le perdite in conto capitale separate possono essere compensate con proventi non separati purché si effettui una scelta opportuna).

NORVEGIA: Passività per Norvegia: per le attività a mare aperto le perdite possono essere riportate a nuovo senza limiti temporali. L'interesse su queste perdite viene fissato annualmente dal Ministero delle Finanze; per il 2010 il tasso era pari al 2%. Inoltre le perdite possono essere trasferite in relazione al fatturato sul totale delle attività, attraverso fusione con un'altra società "*upstream*". Il valore fiscale delle perdite può essere rimborsato al cessare dell'attività estrattiva nella piattaforma continentale norvegese. Tali norme si applicano a perdite realizzate a partire dal 1 gennaio 2002 e a cessazioni dell'attività petrolifera dal 1 gennaio 2005. Pertanto alle società soggette al regime di tassazione *offshore* viene garantito l'intero valore fiscale di tutti i costi sostenuti.

5.14 Politiche per aumentare il consenso

44. Anche tra gli operatori è emersa la proposta di rivedere il sistema di distribuzione delle Royalties, in particolare di **destinare parte delle Royalties spettanti allo Stato a favore dei comuni direttamente coinvolti dalle attività estrattive. Maggiori introiti, a cui dovrebbero corrispondere effettive politiche di sviluppo locale, potrebbero esercitare un effetto redistributivo maggiore nei territori in cui ricadono le scoperte di idrocarburi e quindi una maggiore presa di coscienza circa il fatto che la presenza di fonti fossili nel proprio territorio non è una maledizione, ma un'opportunità da sfruttare per rilanciare l'economia.**
45. Si potrebbe inoltre destinare parte della quota di royalties spettanti allo Stato per la produzione entro le dodici miglia dalla costa (55%) ai comuni costieri, dove sono localizzate le coltivazioni in mare che esulano dal divieto imposto dalla normativa susseguente l'incidente di Macondo.
46. Ancora:
-  il Governo potrebbe adottare tramite apposita legge un provvedimento di perequazione a favore dei territori in cui ricadono i giacimenti in modo da consentire accordi tra le imprese estrattrici e le aziende produttrici di energia per creare delle isole energetiche dove, “a titolo di compensazione” per i disagi connessi alle produzioni, le nuove aziende che vi si insediano possano beneficiare di energia a più basso costo;
 -  si potrebbe prevedere l'extra bonus (o extra sconto) sulla bollette, applicando uno sconto sul valore della materia prima venduta in quella Regione;
 -  bisognerebbe svincolare dal patto di stabilità i proventi che arrivano dalle *royalties*, i quali non devono concorrere al saldo del Patto perché risorse di compensazione ambientale e non frutto di indebitamento. Il paradosso italiano è quello di costringere province e comuni a chiudere i bilanci con un avanzo e di non poter utilizzare quei fondi per il territorio. Nel 2011 per es. il Consiglio provinciale di Potenza ha approvato a maggioranza, con l'astensione della minoranza, il rendiconto di gestione relativo all'esercizio finanziario 2011 che si è chiuso con un avanzo pari a 1.365.828,63 euro.

L'upstream italiano tra opposizione e consenso

“Il modo migliore di trattare le questioni ambientali è assicurare la partecipazione di tutti i cittadini interessati ai diversi livelli. Al livello nazionale, ciascun individuo avrà adeguato accesso alle informazioni concernenti l'ambiente in possesso delle pubbliche autorità, comprese le informazioni relative alle sostanze ed attività pericolose nella comunità, ed avrà la possibilità di partecipare ai processi decisionali. Gli Stati faciliteranno ed incoraggeranno la sensibilizzazione e la partecipazione del pubblico rendendo ampiamente disponibili le informazioni. Sarà assicurato un accesso effettivo ai procedimenti giudiziari ed amministrativi, compresi i mezzi di ricorso e di indennizzo.”

Dichiarazione di Rio sull'Ambiente e lo Sviluppo (1992)

6.1 I falsi miti sull'impatto dell'upstream petrolifero

1. Lo sviluppo dell'upstream petrolifero italiano ha trovato negli ultimi due decenni un **ostacolo spesso insormontabile nelle opposizioni locali rafforzate dall'indifferenza, almeno sinora, della politica nazionale** – tutta proiettata al sostegno di altre opzioni energetiche socialmente molto più critiche (si pensi a quella nucleare) – e col sostanziale sostegno dei mass media. In due regioni chiave come Abruzzo (Miglianico) e Basilicata si sono concentrate le maggiori ostilità attraverso la capillare azione dell'associazionismo locale che ha veicolato messaggi di netta contrarietà a qualsiasi attività energetica nella regione, forte del sostegno di esperti – o presunti tali – frutto per lo più di prevenzioni ideologiche.
2. **Sbaglia chi crede non necessario dare rilievo alle posizioni delle popolazioni locali o di chi le rappresenta – a livello istituzionale o di associazionismo – come di ogni altro portatore di interessi (stakeholder). Non possono comunque neanche sottacersi i costi prodotti all'economia del Paese dal generalizzato diritto di veto, che consente a tutti di impedire agli altri di fare senza che nessuno riesca a fare. Un potere, questo, rafforzato dalla modifica costituzionale apportata all'art. 117 che ha avuto spesso esiti contraddittori, producendo uno stallo dell'iter autorizzativo delle attività di sviluppo degli idrocarburi.**
3. Questo accade in Italia in modo patologico nell'intero spettro delle fonti di energia e della tipologia di investimenti – si tratti di attività petrolifere, rigassificatori, eolico o quant'altro – indipendentemente dall'entità dei loro impatti sull'ambiente e dalla severità della legislazione per risolverli o contenerli. Così è stato per l'opposizione alle attività estrattive, rafforzata dalla mancanza di comunicazione e di **diffusa mala/disinformazione** edificata su argomentazioni parziali che hanno consolidato i falsi miti dell'energia *Made in Italy*. Di seguito cercheremo di approfondirne alcuni.

“L'Italia è un paese povero di risorse energetiche”

4. La povertà di risorse energetiche ha segnato la storia economica del nostro paese sin dagli albori della rivoluzione industriale da noi ritardata di mezzo secolo dalla scarsità delle risorse carbonifere su cui si fondava. Lamentarsi di tale scarsità non può significare comunque darla per scontata addirittura alimentandola. Il patrimonio di idrocarburi italiano

– che ha contribuito non poco al “miracolo economico” del Dopoguerra – va riletto all’interno del contesto europeo dove l’Italia, diversamente da quanto si sostiene, occupa una **posizione non marginale**, al di là dei grandi produttori del Nord Europa. Posizioni raggiunte **nonostante la pochezza degli investimenti consentiti** nella ricerca di nuove risorse e il basso tasso di sfruttamento di quelle rinvenute, con una potenzialità di raddoppio della quota di copertura della domanda interna.

5. Altro mito è la presunta pessima qualità del petrolio estratto. Secondo informazioni artatamente diffuse quello della Basilicata sarebbe, con terminologia tutt’altro che scientifica, “amaro e pesante”. Al di là dell’ambiguità linguistica – il petrolio è di qualità *sweet* o *sour* che non è propriamente dolce/amaro, ma piuttosto dolce/solforoso – le risorse petrolifere italiane per la maggior parte non sono affatto di scarsa qualità. Se è pur vero che alcune presentano un elevato contenuto di zolfo, nel caso della Basilicata, il petrolio è classificabile di **alta qualità** ed è anche su questo aspetto che si è basato l’interesse delle compagnie estere. Insomma, **di “amaro” in Basilicata c’è solo il liquore.. ed anche quello è di alta qualità.**

“L’estrazione frena il turismo”

6. Il turismo è da sempre, o dovrebbe essere, una delle principali leve della nostra economia grazie al valore del nostro patrimonio artistico, culturale, paesaggistico. Lo sviluppo della filiera turistica è, tuttavia, spesso frenato da **problematiche del tutto slegate dallo sviluppo delle risorse energetiche a partire dal gap infrastrutturale dei trasporti o dall’inefficiente gestione del patrimonio culturale.** Al contrario, proprio tali risorse di idrocarburi hanno generato proventi in parte destinati al sostegno di iniziative volte al rilancio turistico del territorio. Lo sviluppo energetico di un territorio non deve mai trascurare la tutela dell’ambiente e del paesaggio. Sostenere però che lo sviluppo del primo sia di ostacolo al secondo è affermazione azzardata e indimostrata per due ragioni: (a) perché dovrebbe valere per ogni tipologia di infrastruttura industriale; (b) perché non trova riscontro nella realtà dei fatti come fotografata dai dati sul turismo.

Tab.19 Turisti Stranieri per Regione Visitata (2010)		
Regioni	Arrivi (migliaia)	In % del totale Italia
Veneto	11.043	18,3
Lombardia	9.360	15,5
Lazio	8.930	14,8
Toscana	6.855	11,4
Emilia Romagna	3.738	6,2
Trentino Alto Adige	2.967	4,9
Piemonte	2.875	4,8
Liguria	2.540	4,2
Campania	2.400	4
Friuli Venezia Giulia	2.031	3,4
Sicilia	1.475	2,4
Puglia	1.190	2
Sardegna	841	1,4
Marche	825	1,4
Valle D'Aosta	710	1,2
Umbria	554	0,9
Abruzzo	385	0,6
Calabria	244	0,4
Basilicata	94	0,2
Molise	64	0,1

Fonte: Elaborazioni RTBicocca su dati Banca d'Italia

7. La Basilicata, con poco più di un terzo del territorio interessato da titoli minerari ha attirato nel 2010 appena lo 0,2% dei turisti stranieri (concentrati per lo più sulla costa tirrenica), quel che potrebbe avvallare quanto sostenuto da chi sostiene che il petrolio sia di ostacolo al turismo. Se le cose stessero così questo dovrebbe valere anche per altre regioni interessate dai titoli minerari. I dati dicono tutt'altro. Facendo una comparazione con l'Emilia Romagna si può notare, ad esempio, come, pur avendo quasi la metà del suo territorio interessata da attività di sviluppo degli idrocarburi, essa si classifichi come quinta tra le regioni con maggior flusso turistico straniero col 6,2% del totale.
8. Comparando i dati turistici interregionali si evidenzia come **i 94.000 stranieri che hanno visitato la Basilicata siano pari a quelli del Friuli Venezia Giulia in appena 17 giorni.** Considerati i problemi di sviluppo della Basilicata – con una disoccupazione diffusa (12% contro una media nazionale dell'8,4% nel 2011) specie giovanile – è indubbio che gli introiti derivanti dalle attività *upstream*, se ben valorizzati, potrebbero costituire una fonte di ricchezza mentre il rafforzamento degli investimenti potrebbe consentire il consolidamento di un'impresoria locale nelle attività strumentali a quella strettamente mineraria.

“Le royalties: una svendita del territorio ai petrolieri”

9. **La fiscalità italiana, di cui solo una parte è rappresentata dalle royalties, risulta essere in linea con quella dei maggiori paesi OCSE.** Non può, quindi, sostenersi che le condizioni fiscali del nostro Paese costituiscano una “svendita” del territorio, benché finalizzate all'attrazione di capitali esteri – da considerarsi un bene data anche la grave crisi della nostra economia. L'Italia è **tra i pochi paesi che prevedono ancora delle royalties**, abolite nei due più grandi produttori europei: Regno Unito e Norvegia. Spesso vengono confuse e comparate le percentuali italiane delle sole royalties con la ben più elevata complessiva tassazione degli altri paesi. Confronto che non vede comunque la fiscalità italiana particolarmente favorevole alle compagnie che operano nel nostro Paese.
10. Il problema di fondo, che ha in parte alimentato il diffondersi di questo “falso mito”, riguarda piuttosto il modo in cui il denaro confluito alle casse pubbliche viene redistribuito e speso. Il **“Patto di Stabilità” determina i vincoli di spesa che producono il paradosso dell'impossibilità di impiegare risorse**, come quelle derivanti dall'attività estrattiva, **che costituiscono un avanzo di competenza economica.** Il punto non è quello di uscire dal Patto, ma di alleggerirne i vincoli sottraendone risorse, come i proventi del petrolio, che non dovrebbero concorrere al saldo del Patto perché “risorse di compensazione ambientale e non frutto di indebitamento”. Oltre a questo aspetto, va sottolineato il fatto che il ricavo proveniente dalle royalties non entra interamente nelle casse comunali che ne beneficiano solo per il 15% del totale, contro il 30% che va allo Stato e il 55% alla Regione. Merita rilevare però come a decorrere dal 1° gennaio 1999, per le concessioni ricadenti nelle regioni a Statuto Ordinario incluse nel Mezzogiorno, l'aliquota destinata allo Stato è direttamente corrisposta alla Regione. Conclusione: **i soggetti più interessanti dalle attività petrolifere sono quelli che ne beneficiano di meno in termini monetari.**

“Il petrolio non crea sviluppo socio-economico”

11. Affermazione del tutto non veritiera se solo si pone attenzione al milione di occupati in più in pochi anni grazie alle *shale revolution*²⁷ che va drasticamente modificando l'assetto energetico americano. Questo falso mito si classifica, insieme a quello legato al turismo, per la forte discrepanza tra i contesti regionali interessati dalle attività energetiche nazionali.

²⁷ Il boom dello sviluppo delle risorse petrolifere e metanifere non convenzionali.

Come è emerso dalla ricostruzione delle realtà distrettuali industriali, **lo sviluppo imprenditoriale trainato dagli idrocarburi è concentrato nel Nord Italia**. Queste realtà sono il **frutto della lunga storia petrolifera del nostro Paese**. Nel Sud, con una storia ed un'esperienza molto più recente, la crescita di un distretto industriale è ancora in divenire sebbene con prospettive di sviluppo come dimostrano le iniziative avviate e le politiche di formazione volte alla creazione di un bacino di lavoratori specializzati.

12. Per tradurre le aspettative in realtà, ci si dovrebbe interrogare sugli eventuali errori commessi e comprendere le ragioni di uno sviluppo concentrato solo in alcune Regioni e del perché un'area cruciale come la Basilicata faticò a concretizzare la propria crescita economica. Oltre all'esperienza che può trarsi dalle realtà industriali più avanzate, un fattore importante riguarda la gestione dei proventi derivanti dall'estrazione petrolifera. **Per ottenere sviluppo l'iniezione di denaro deve essere finalizzata alla produzione di altra ricchezza** attraverso investimenti in nuovi progetti imprenditoriali più che nel risanamento dei conti pubblici. **Il paradosso della Basilicata è ben visibile nella mancata spesa della gran parte delle risorse generate dallo sfruttamento del petrolio**, che in un decennio hanno raggiunto i 560 milioni di euro, destinate talora a supplire alle carenze dello Stato centrale o a finanziare, secondo taluni, "misure assistenziali".

“L'impatto ambientale delle attività estrattive è inaccettabile e incontrollato”

13. Le **attività estrattive hanno un indubbio rischio di impatto ambientale sul territorio**. Quel che le caratterizza è una tecnologia d'avanguardia, una normativa stringente, una cultura della sicurezza, un'esperienza maturata in decenni di attività nella maggior parte delle aree petrolifere mondiali. Come per qualsiasi attività umana, il rischio zero non può essere garantito. **La risposta non sta nella rinuncia, ma nel saperne governare i rischi**. Non possono essere sottovalutati gli sforzi dell'industria italiana nello sviluppo delle tecnologie e conoscenze necessarie a garantire un'elevata tutela ambientale; a riprova di ciò va evidenziato come, nonostante la forte intensificazione delle attività E&P nel periodo 1970-1990, che fece registrare una media delle perforazioni di circa 100 pozzi/anno, non si ricordi alcun impatto di grande rilievo sull'ambiente. Di più, negli ultimi 10 anni non sono stati riscontrati casi di *blow-out* nei pozzi offshore dei mari italiani, contro una media europea e mondiale nell'intorno di 1,8-1,3 per mille pozzi perforati.

14. È sintomatico quanto scriveva Felice Ippolito, professore di geologia, quattro decenni fa:

“Mentre l'inquinamento da fonti terrestri (impianti industriali, raffinerie) e da trasporti marittimi (lavaggio petroliere, perdite, ecc.) è affatto incontrollato, l'eventuale inquinamento da ricerche e coltivazioni di idrocarburi è prettamente controllato ed esiste in merito una precisa e severa regolamentazione già predisposta dai competenti uffici del Ministero dell'Industria e del Commercio”

concludendo che

“sarebbe auspicabile che le autorità regionali o comunali, che talvolta scompostamente si agitano contro le ricerche di idrocarburi, pensassero invece seriamente a tutte le sostanze inquinanti organiche e inorganiche che i litorali, quali ad esempio quello campano, versano nei golfi antistanti in gran parte trasformati, come quello di Napoli, in maleodoranti cloache”

15. Non può nascondersi che il modo con cui si contrastano queste attività estrattive è molto più intenso rispetto ad altre attività altrettanto, se non più, inquinanti. Rispetto a ciò, va sottolineato come lo sviluppo del petrolio domestico determini una riduzione del transito

delle petroliere nel Mediterraneo, attività certamente più inquinante e che solleva un vero problema ambientale nell'ambito petrolifero. Va anche detto che **non voler rinunciare ai benefici delle risorse energetiche non accettandone i costi, anzi lasciando che essi siano sopportati da altri, riflette una opposizione ideologica a queste attività**. Chi la fa propria non rinuncia all'impiego dei derivati del petrolio, ma non accetta che il greggio sia prodotto in casa propria. **L'opposizione dovrebbe, semmai, avere un fondamento costruttivo e propositivo che stimoli al miglioramento delle misure di sicurezza, all'aumento dei controlli, alla definizione di buone pratiche per accrescere la sostenibilità di tali attività**.

16. **La sostenibilità e la sicurezza non si dimostrano collegati al concetto statico dell'assoluta assenza di rischi, bensì ad una visione dinamica basata sull'avanzamento tecnologico acquisito dalla scienza, regolato dalla politica, accettato dalla società**. Il problema di fondo riguarda non solo l'impatto ambientale di tali attività ma piuttosto l'incapacità, questa sì tutta italiana, di stabilire un serio confronto pubblico fondato su una completa informazione che permetta a chi di dovere di spiegare l'impatto sull'ambiente insieme alle misure di contrasto che si intendono intraprendere, coinvolgendo così le popolazione nei processi decisionali.
17. Secondo una frase spesso ripresa dalle opposizioni locali: *“Nulla v'è che induca l'uomo a molto sospettare, quanto il poco conoscere”*. **La carenza di conoscenze, di informazioni, di confronto sono alla base di una sfiducia collettiva alimentata dai mass media e che, unita alle lentezze burocratiche e ai ridondanti processi autorizzativi, rendono gli investimenti in Italia sempre più difficili se non impossibili**. Temi che analizzeremo di seguito nella convinzione che i rischi non vadano sottaciuti, bensì governati e gestiti con sapienza ed efficacia.

6.2 Governare i rischi: il controllo e il monitoraggio della sicurezza

18. L'industria italiana è costituita da un ampio numero di **realità imprenditoriali** di grande, su tutte *Eni*, e medio-piccola dimensione che hanno raggiunto livelli di specializzazione e d'avanguardia **di risonanza mondiale**. Molte di queste realtà forniscono servizi di sicurezza e tutela ambientale nelle attività precedenti e successive alla messa in produzione di un campo petrolifero. Il loro raggio d'azione è esteso a tutte le attività *upstream* – (a) prospezione sismica; (b) perforazione dei pozzi; (c) messa in produzione dei giacimenti scoperti; (d) smantellamento delle strutture alla fine della loro vita produttiva – fino al recupero del sito contaminato una volta ultimata l'attività estrattiva.
19. Tra i rischi più severi vanno ricordati la subsidenza, l'emissione di gas ad effetto serra, lo sversamento in mare o a terra di volumi consistenti di petrolio in caso di incidenti e il trattamento e lo smaltimento dei reflui solidi, liquidi, gassosi. Le problematiche ambientali connesse alle attività di ricerca e coltivazione degli idrocarburi non si devono sottacere bensì gestire con misure di sicurezza adeguate, controllate da una normativa stringente e migliorate con l'uso di nuove tecnologie. Bisogna tuttavia ricordare che l'elevata consapevolezza di tali rischi ha generato nell'industria una sempre maggiore attenzione alla sostenibilità ambientale favorendo lo sviluppo di un'intera filiera produttiva di servizi ambientali, quali le bonifiche industriali, il recupero dei siti contaminati, il trattamento e la gestione dei rifiuti, il monitoraggio del sottosuolo, la cattura e lo stoccaggio di CO₂, il trattamento e il recupero delle acque. Singolare è, nel caso degli impianti offshore, l'utilizzo di un approccio alternativo alla dismissione che prevede il riutilizzo delle piattaforme per

scopi diversi, in particolare come barriere artificiali e aree di ripopolamento della fauna. Mentre le prime sperimentazioni si sono diffuse nel Golfo del Messico e in Giappone, in Italia è famoso il caso del relitto della piattaforma «Paguro», divenuto oggi un vettore non solo scientifico ma anche turistico, per gli amanti delle immersioni subacquee.

20. Il punto di incontro tra l'insieme di costi/benefici che gravano sulle imprese o sulle comunità locali stabilisce l'accettabilità sociale del progetto. A tal fine è di vitale importanza per le imprese sapersi confrontare con i diversi protagonisti dei processi decisionali. I tradizionali parametri di *performance* dell'industria energetica sono stati integrati da indicatori che ne misurano le *performance* sociali e ambientali. Più di altre, l'industria petrolifera ha imparato che sottostimare tali problematiche causa una serie di ripercussioni in termini di reputazione e di costi non indifferenti e niente affatto trascurabili.
21. Oltre agli avanzamenti tecnologici e legislativi in tema di salvaguardia ambientale dell'*upstream* petrolifero, **un ruolo importante è assolto dall'aspetto comportamentale**. I rischi delle attività estrattive necessitano della costante garanzia di controlli e dell'affidabilità delle misure di sicurezza preposte. Le agenzie di controllo sono presenti a diversi livelli – nazionale, regionale, provinciale – e gestiscono, ognuna secondo specifiche responsabilità, i controlli necessari.
22. Oltre alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), generalmente di competenza ministeriale, che agisce a monte del progetto, esiste una serie di enti e istituti che lavorano su base locale – una volta che il progetto è entrato nella fase operativa – attraverso il monitoraggio della qualità dell'ambiente. Lo schema che segue esemplifica il sistema di *governance* locale in Basilicata nel controllo e monitoraggio delle attività collegate al petrolio.

Fig.34 Schema degli Enti Coinvolti nel Monitoraggio Ambientale in Basilicata



Fonte: RIE

23. Al di là della schematizzazione di un modello molto più complesso, quel che preme sottolineare è il ruolo delle agenzie e istituti locali. Il Protocollo d'Intesa sottoscritto da *Eni* e Regione Basilicata il 18 novembre 1998 aveva previsto la costituzione di progetti di monitoraggio ambientale e di un *Osservatorio Ambientale della Val D'Agri* inaugurato lo

scorso anno. Le responsabilità del monitoraggio cadono in *primis* su *Eni* che, in base alla legge regionale n. 12 del 6 aprile 1999, ha l'obbligo di fornire alla popolazione locale i dati giornalieri sull'estrazione e sul monitoraggio ambientale.

24. Un ruolo chiave nell'attività di monitoraggio è poi assolto dall'*Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente della Basilicata* (ARPAB) istituita nel 1997 e preposta al monitoraggio ed al controllo dei fattori di rischio per la protezione dell'ambiente e all'informazione della cittadinanza sui risultati raccolti. L'ARPAB gestisce dal 2001 i controlli sulle risorse idriche locali attraverso l'analisi chimico-fisica, batteriologica, biologica dei campioni prelevati mensilmente a valle e a monte dei corsi d'acqua superficiali²⁸.
25. Il contesto della Val d'Agri è considerato dal Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR) uno "*straordinario laboratorio naturale per sperimentare nuove tecnologie per la protezione dell'ambiente e la sicurezza dei cittadini*". Per tale ragione, il CNR è presente con l'*Istituto di Metodologie per l'Analisi Ambientale* (IMAA) con sede principale presso l'Area di Ricerca di Potenza ed un Polo a Marsico Nuovo nella Val d'Agri. In particolare, il centro è interessato allo studio del contenuto del *black carbon* (BC), un inquinante emesso dalla combustione di un qualsiasi carburante carbonaceo e contenuto in prevalenza nel particolato fine PM2.5 e sta conducendo prime misurazioni sperimentali in Val d'Agri.
26. Dalle molteplici attività di monitoraggio introdotte in Val d'Agri relativamente alle attività estrattive, l'impegno dei diversi attori locali nel controllo dei rischi connessi al petrolio. La costituzione dell'*Osservatorio Ambientale* è certamente positiva per gli auspicabili miglioramenti nella diffusione delle informazioni ai cittadini attraverso la creazione di una banca dati aggiornata e consultabile da tutti e nel perfezionamento della gestione dei dati raccolti. La presenza, all'interno degli organi di gestione dell'*Osservatorio*, di rappresentanti della società civile e dell'associazionismo ambientalista non può che essere vista positivamente quale valore aggiunto in termini di trasparenza e di tutela della popolazione locale.

6.3 Alle radici del dissenso

27. **Al di là della contrapposizione di interessi tra lobby diverse, l'opposizione alle grandi opere in Italia, in modo molto più consistente che in altri paesi, sembra essere il prodotto di un'opinione pubblica stanca e disillusa: "figlia – secondo il Prof. G.B. Zorzoli – della sfiducia generalizzata nei confronti delle istituzioni (incluse le imprese a partecipazione pubblica), di cui il discredito dei partiti rappresenta solo la punta dell'iceberg".** Tale sentimento negativo acquista ulteriore intensità quando viene associato all'**industria petrolifera – che paga anche errori del passato e l'immagine negativa che l'accompagna in un tutt'uno indistinto** rispetto all'insieme delle sue attività – trovando sostegno in due correlati fenomeni:

²⁸ La rete di interessa i seguenti corpi idrici significativi: i 7 fiumi del primo ordine, Ofanto, Bradano, Basento, Cavone, Agri, Sinni, Noce; e i corsi d'acqua del secondo ordine, torrente Olivento, affluente dell'Ofanto, torrente Camastra, affluente del Basento e infine, il torrente Sauro, affluente dell'Agri, il cui monitoraggio è partito nel corso del 2006. Alle attività di campionamento e analisi provvedono gli Uffici Risorse Idriche dei due Dipartimenti Provinciali ciascuno per i punti di competenza.



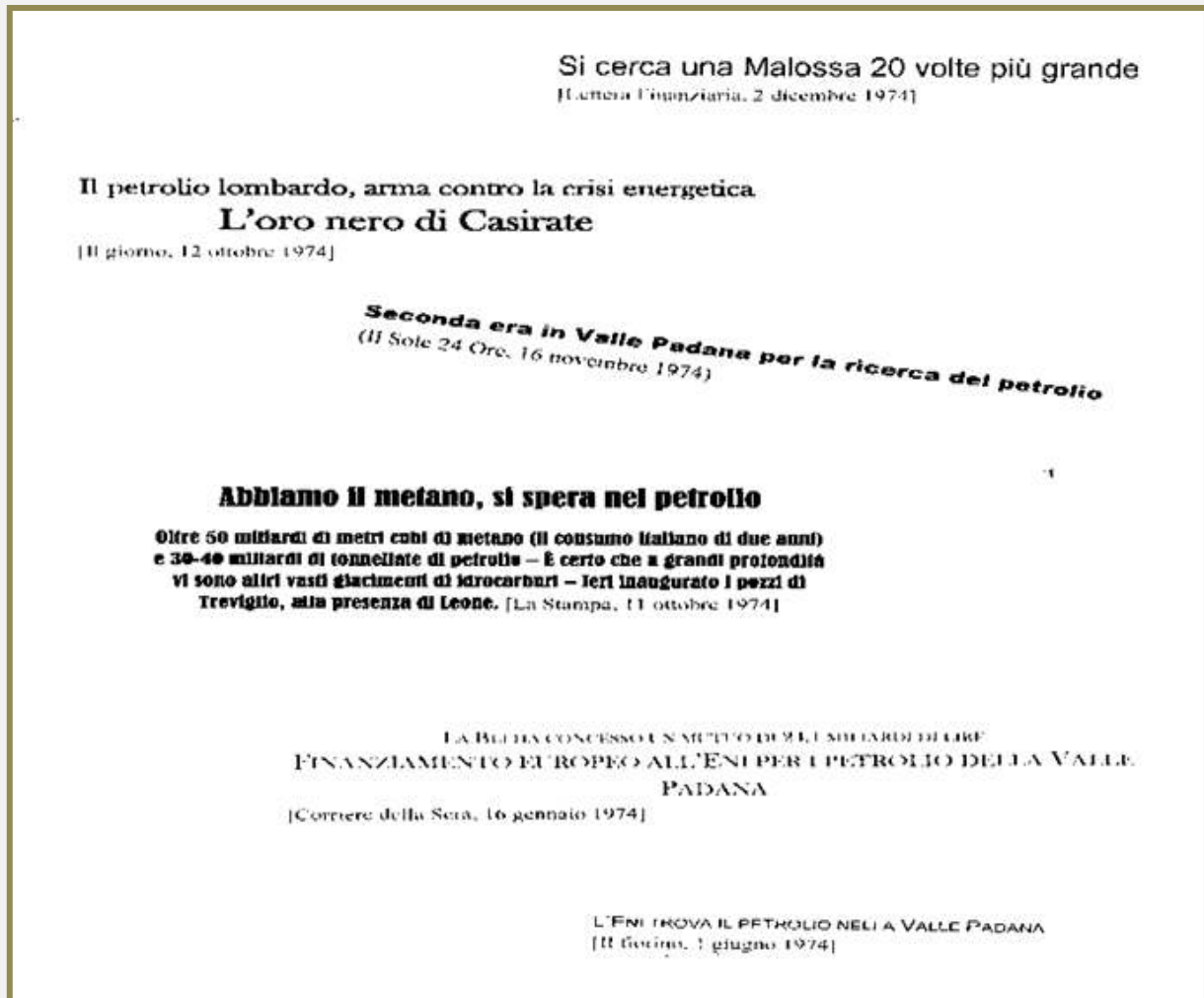
-  lo storico disinteresse per le risorse energetiche nazionali a livello centrale di governo e
-  l'asimmetria negativa delle informazioni fornite dalla generalità dei mass media.

Fig.35 Titoli di Giornale sul Petrolio, anni 1970



28. Va sottolineato, infatti, come l'opzione "risorse nazionali" non abbia storicamente mai avuto un ruolo di primo piano nel dibattito sulla politica energetica italiana. Dai piani energetici degli anni 1970-1980, in modo opposto a quanto accadeva negli anni 1930-1950, emerge una totale indifferenza allo sviluppo della produzione nazionale di idrocarburi. Alla crisi petrolifera di allora si rispondeva piuttosto con un affrancamento dal petrolio importato attraverso la diversificazione delle fonti, illusoriamente incentrata sul nucleare e fattivamente sul gas, e con la razionalizzazione degli usi.
29. Il disinteresse politico è stato sorprendentemente elevato nonostante l'immagine mediatica del petrolio nazionale non soffrisse di alcuna cattiva reputazione se non per l'immagine negativa spesso associata ai "petrolieri". La Fig.35 riporta alcuni titoli di giornali degli anni '70 che raccontano lo stato d'animo di una nazione forte della scoperta del petrolio in Val Padana. I toni sono talora neutri, ma sempre contraddistinti dal segno della speranza e comunque opposti a quelli oggi dominanti. Al di là dell'immagine pubblica

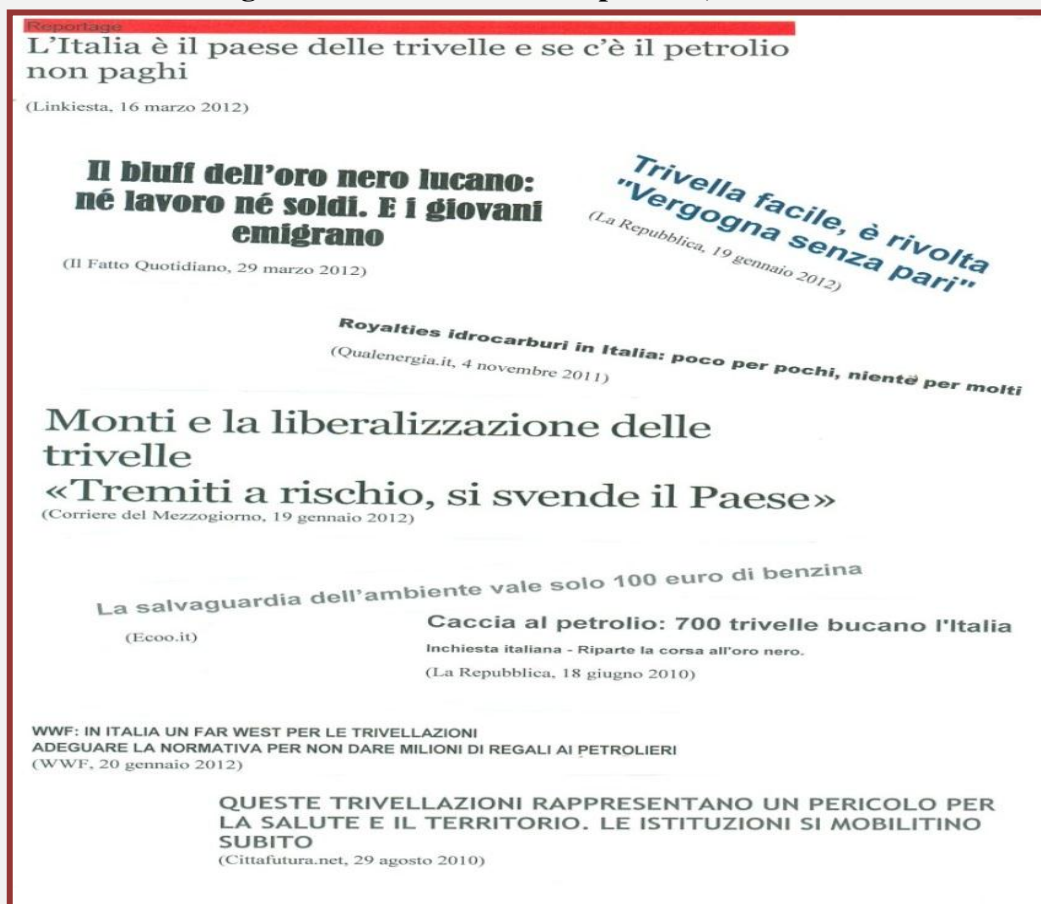
positiva, l'indifferenza politica di quegli anni sembra ancor più **irragionevole in vista degli effetti positivi collegati allo sviluppo del petrolio nazionale e all'assenza di palesi controindicazioni come avveniva nel caso del nucleare.**

30. Un atteggiamento assai diverso rispetto al trattamento assegnato ad altre importanti tematiche energetiche la cui rilevanza ha trovato riconoscimento a livello centrale. Altro punto nevralgico è il modo in cui il “petrolio italiano” è stato presentato dai mezzi di comunicazione che hanno veicolato messaggi per lo più negativi, secondo il principio “*bad news is a good news*”. Non può non sottolinearsi l'asimmetria informativa sulle diverse opzioni: con una massima rilevanza, generalmente di segno positivo, assegnata alle risorse rinnovabili, al di là del loro effettivo impatto, e la minima rilevanza assegnata alla ricerca e valorizzazione delle risorse nazionali di idrocarburi, sotto un'immagine per lo più negativa.
31. Un'asimmetria informativa ed **un'assenza di pluralismo** delle posizioni oggettivamente **favorita dal silenzio di un'industria** – non solo petrolifera – **che ha preferito più spesso tacere che difendersi** e che, evidentemente, in Italia non dispone di quella capacità di *lobby* che normalmente le si imputa. Alla luce di tutto ciò emerge come il dibattito energetico nel nostro Paese sulle diverse possibili opzioni è stato sinora completamente disancorato da una qualsiasi analisi dei rispettivi costi/benefici e, quindi, dalla loro capacità di conseguire gli obiettivi attesi in condizioni di efficiente allocazione delle risorse, minimizzazione dei costi, efficacia delle azioni. **Le scelte avviate**, che condizioneranno per molti anni la dinamica del sistema energetico nazionale, **sono parse così come l'esito casuale della contrapposizione di interessi coalizzati piuttosto che di una chiara individuazione programmatica degli interessi sistemici e generali del paese.**

6.4 La comunicazione del rischio

32. La Fig.36 riassume alcuni titoli di giornali da cui si evidenzia il modo assolutamente negativo con cui si propone l'immagine dell'industria petrolifera che opera in Italia e la possibile valorizzazione delle risorse petrolifere nazionali. La parzialità, la faziosità, l'eccesso con cui ci si scaglia contro un settore cardine per ogni sistema-paese non possono non avere un ruolo dominante nell'orientare le posizioni di avversità dell'opinione pubblica, specie trattandosi di comunicazione dei rischi connessi all'attività petrolifera. Sarebbe già importante promuovere un pluralismo di opinioni ed una diversificazione delle informazioni in grado di far maturare una capacità critica nei confronti delle informazioni che vengono veicolate siano esse in forma di suoni, immagini, parole.


Fig.36 Titoli di Giornale sul petrolio, anni 2010




33. **La ricerca del sensazionalismo** si è palesata in modo sintomatico col tragico evento sismico che ha sconvolto l'Emilia Romagna quando si è arrivati a sostenere che alla sua origine potevano esservi attività di fratturazione idraulica in profondità (*fracking*) nello sfruttamento di *shale gas* o perforazioni per la costruzione di uno stoccaggio di gas. Il fatto che né l'una né l'altra affermazione fossero minimamente veritiere non ha avuto praticamente rilievo sulla stampa, tranne che per alcuni casi, così da farle ritenere come tali nella percezione dell'opinione pubblica.
34. A tale proposito è opportuno sottolineare come l'informazione sia spesso, se non per lo più, veicolata oltre che dai mass media tradizionali (giornali, televisione, radio) da nuovi strumenti di comunicazione quali in particolare i *blog*: una nuova piattaforma mediatica dove chi si oppone alle ricerche di idrocarburi scambia e diffonde proprie opinioni e informazioni. **Qui si gioca la partita del consenso. Il vuoto che pervade il confronto e il dibattito pubblico in Italia ha favorito il nascere di queste "zone franche" nelle quali chi si reputa, magari a ragione, escluso dal processo decisionale si arroga il diritto di avanzare qualsiasi accusa spesso senza alcuna base fattuale e senza alcuna presa di responsabilità.**
35. Oltre a sottolineare la centralità della comunicazione nel processo di costruzione del consenso è necessario chiarirne un aspetto fondamentale: il fatto che su ogni questione vi sono opinioni che fanno leva su argomentazioni ed interessi diversi che richiamano, a loro

volta, rischi e percezioni diverse. Mettere a confronto le posizioni degli *stakeholder* è un'assoluta priorità per adottare scelte di interesse generale.

36. Dall'intervista al Prof. Luigi Pellizzoni, sociologo dell'ambiente ed esperto di comunicazione del rischio, sono emersi alcuni punti essenziali:

 *“i rischi percepiti sono maggiori quanto più la loro fonte è nuova e sconosciuta”*. Un aperto dibattito ne favorisce una maggiore conoscenza che consente di ridurre la paura ed accrescere la consapevolezza;

 *“i rischi percepiti sono maggiori quanto più la fonte viene vissuta come imposta da altri piuttosto che personalmente scelta”*. Da un dibattito aperto possono emergere contributi che arricchiscono il processo di *decision making* rendendovi partecipi tutti i portatori di interesse in modo da giungere alla decisione finale senza che essa sia percepita come una imposizione.

37. **È la politica a dover farsi carico di salvaguardare le istanze e di gestire un dibattito aperto e informato**, tenendo presente che il fine ultimo di ogni processo decisionale dovrebbe comunque essere quello, appunto, di adottare decisioni in qualunque direzione possano muovere. **Il nostro Paese ha estremo e urgente bisogno di tornare ad investire e di farlo in un contesto di tutela e sostenibilità ambientale**. Lo sfruttamento delle risorse di idrocarburi assume, da questo punto di vista, un'elevata valenza economica, geopolitica, strategica.

38. **La realizzazione delle opere necessarie a tale sfruttamento** avendo un impatto rilevante sui territori interessati **richiede come pre-condizione una partecipazione dei cittadini ai processi decisionali che non può comunque protrarsi in tempi indefiniti e creare situazioni di prolungata incertezza che causano, come avvenuto, una rinuncia degli investimenti, un innalzamento dei loro costi, un disincentivo ad entrare dei capitali esteri o un incentivo ad uscire**. Un obiettivo complesso che può essere raggiunto solo se frutto di una corresponsabilità nell'implementazione delle scelte.

39. Le difficoltà sono molte ed in gran parte imputabili – secondo il Rapporto 2011-2012 di *Italiadecide* sul “Governo dell'energia per lo sviluppo del Paese” – al

“particolare indice di complessità territoriale dell'Italia, alle fratture che la attraversano [...] e alle ulteriori eterogeneità, ai particolarismi e alle conflittualità che ne derivano o si aggiungono”.

Da qui,





“il groviglio normativo, burocratico e giurisdizionale che si è stratificato nel tempo e che costituisce la maggior barriera allo svolgimento degli interessi unitari del paese, anche quando essi sono chiaramente individuati, rispetto agli interessi settoriali e particolari che il groviglio tutela”.

40. **Guadagnare il consenso delle popolazioni è condizione auspicabile ma non dirimente per l'attuazione di politiche volte al conseguimento di interessi generali**. La difesa dell'ambiente ne deve costituire un vincolo, ma non **il localismo che ne faccia un uso meramente strumentale se non funzionale ad interessi di parte**. La distribuzione geografica degli *asset* energetici fa sì che ogni comunità possa causare danni ed imporre costi ad altre comunità, potendo a sua volta essere da queste danneggiata. **Se non vi sarà piena consapevolezza della stretta interdipendenza che lega gli uni agli altri, se non vi**

sarà un pieno recupero dello spirito di solidarietà nazionale che consentì all'indomani del Dopoguerra di conseguire risultati straordinari, se non maturerà una piena consapevolezza degli interessi generali connessi all'energia nelle sue diverse problematiche, il nostro paese non potrà riprendere un sentiero di crescita mentre la spirale di declino della nostra economia non potrà che aggravarsi.

41. È necessario un cambiamento radicale del modo in cui viene formulato il *policy making* per rendere le scelte di investimento più partecipate e, quindi, più legittimate ed efficaci. Questo vale per ogni tipo di investimento strategico che sia legato allo sviluppo delle risorse nazionali o ai grandi progetti della sostenibilità energetica. **Il cambiamento verso una maggiore competitività passa per il sentiero della partecipazione e della responsabilità diffusa. Essere pro o contro qualcosa non basta. È tempo di superare l'auto-referenzialità e la contrapposizione per dirigere gli sforzi verso un maggiore confronto, ma aperto e certo nel suo approdo finale.** Analizzare le esperienze di altri paesi, come Francia e Regno Unito, che sono riusciti a rendere il processo decisionale partecipato e condiviso è di una qualche utilità.

6.5 Le esperienze di altri paesi: quali insegnamenti?

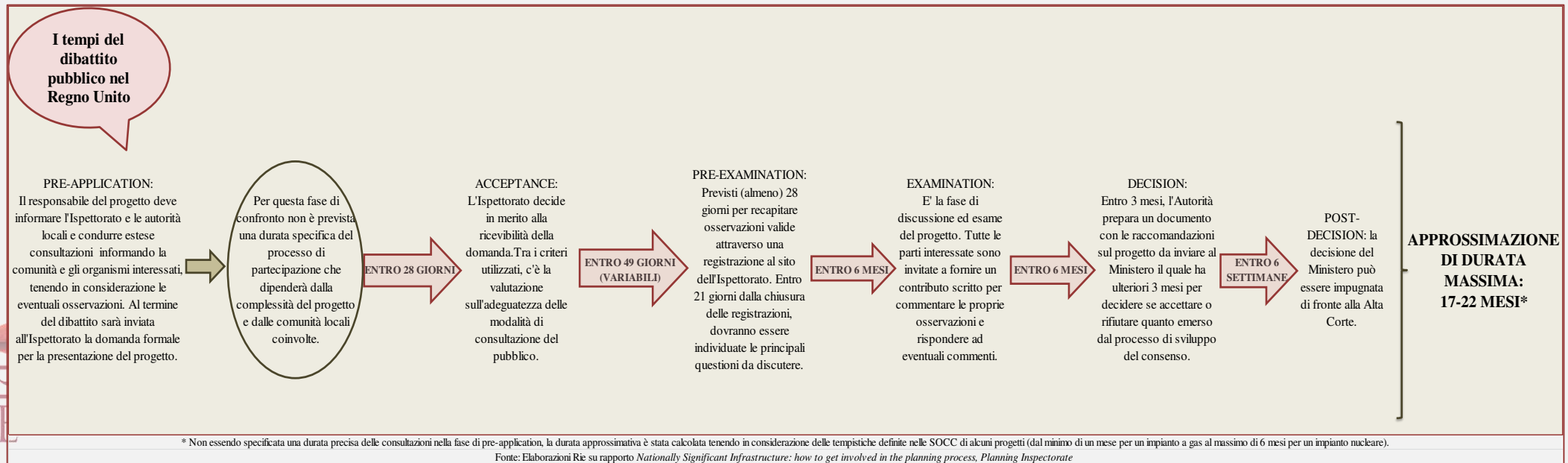
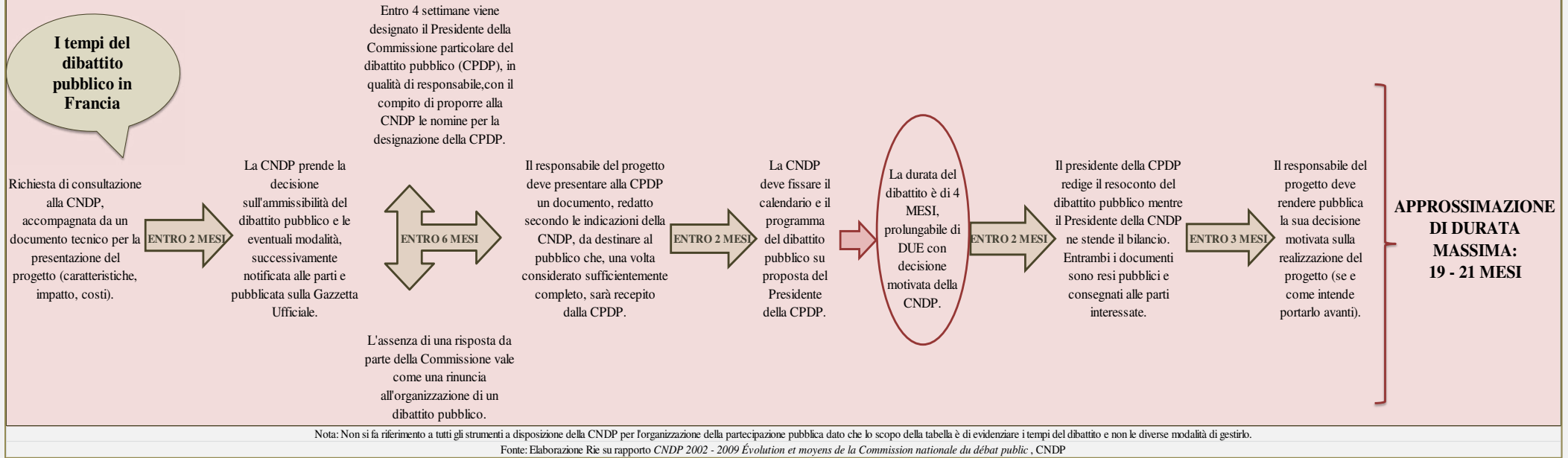
42. L'esperienza francese trova fondamento nella legge "Barnier" del 1995 che marca l'introduzione in **Francia** del principio della partecipazione pubblica nelle decisioni di interesse nazionale e pone le basi per la nascita, nel 1997, della *Commission Nationale du Débat Public* (CNDP): un organismo *ad hoc* incaricato di organizzare e gestire la partecipazione dell'opinione pubblica e delle associazioni locali nel processo decisionale sulla realizzazione delle grandi opere pubbliche d'interesse nazionale.
43. L'organizzazione del *Débat Public* viene affidata in sostanza ad una parte terza indipendente, riconosciuta come tale, che ne stabilisce l'ammissibilità, la durata e le modalità per assicurarne eque condizioni di accesso, ma anche di stabilire tempi certi alla fase di confronto per evitare un eventuale stallo nell'*iter* decisionale. Le procedure chiave del dibattito sono:
-  stesura di un documento che evidenzia caratteristiche e finalità del progetto;
 -  assemblee pubbliche nelle quali si illustra il progetto, si confrontano posizioni pro e contro, si prospettano eventuali alternative;
 -  pubblicazione *online* delle opinioni espresse da cittadini singoli o organizzati;
 -  stesura di un rapporto sul dibattito il cui contenuto dovrà essere tenuto in conto dal responsabile del progetto nelle decisioni finali di investimento.
44. Nel 2002, la Francia ha aggiunto un tassello al processo di consultazione pubblica con la trasformazione della CNDP in Autorità amministrativa indipendente, l'estensione dei casi in cui ne è richiesta la consultazione – ampliata a progetti privati (non solo statali) e di interesse ambientale e territoriale (non solo di interesse nazionale) – con l'introduzione dell'obbligo per il responsabile del progetto di rendere pubbliche le decisioni prese, la possibilità per l'Autorità di definire le modalità di consultazione pubblica (dibattito pubblico o concertazione raccomandata) e i soggetti coinvolti nel processo di partecipazione.

45. Nel 2010, sotto l'impulso della *Grenelle Environnement* – organizzazione che si prefigge di definire i grandi orientamenti della politica di governo in materia di sviluppo sostenibile – è stata approvata una legge che amplia lo scopo del dibattito pubblico alle modalità d'informazione e partecipazione dell'opinione pubblica conferendo maggiori competenze alla Autorità. Al fine di tutelare il dialogo e la trasparenza, la legge le riconosce la possibilità di designare un garante della concertazione; introduce l'obbligo per il responsabile del progetto di specificare le modalità di concertazione che intende utilizzare e di riferire le modalità di concertazione e di informazione dei cittadini durante la realizzazione dei lavori.
46. Nella pratica, gli strumenti a disposizione per la partecipazione pubblica più utilizzati sono **le riunioni** e il sistema di domande-risposte. Nel primo caso esistono diverse tipologie di riunioni, ognuna col proprio scopo e platea: quelle generali che permettono di accrescere la visibilità del dibattito e servono a marcarne le tappe principali; le audizioni pubbliche che fanno emergere le diverse posizioni e i principali soggetti che potranno partecipare alle tavole rotonde; le “riunioni di vicinato”: occasione per presentare il progetto ai soggetti locali maggiormente interessati; le tavole rotonde tematiche che permettono di circoscrivere la discussione sui temi di maggior impatto con un confronto tra gli esperti e le percezioni pubbliche. A queste, spesso si aggiungono riunioni di concertazione informale o conferenze che arricchiscono il dibattito permettendo a tutti i partecipanti di condividere le proprie conoscenze su materie specifiche.
47. Il **sistema di domanda-risposta** costituisce invece una modalità utilizzata dalle diverse commissioni particolari per rispondere alle domande di ogni soggetto interessato. Attraverso un apposito sito internet si permette anche ai cittadini più esitanti di sollevare questioni massimizzandone la partecipazione. La vastità e permeabilità dei mezzi di partecipazione pubblica sono l'espressione della principale finalità dello stesso dibattito pubblico: democratizzare e legittimare la decisione finale. Il che non significa che tutti la accetteranno ma che sarà resa accettabile avendo avuto ciascuno la possibilità di esprimere le proprie posizioni e di essere ascoltati.
48. L'esperienza della **Gran Bretagna** è altrettanto interessante. La costruzione del consenso è considerata centrale nel processo decisionale sulla realizzazione delle infrastrutture di significativo interesse nazionale. Il *Planning Act* del 2008 ha fissato una serie di procedure atte a “fornire un più ampio ed equo sistema di sviluppo del consenso per progetti di interesse nazionale nel campo dei trasporti, dell'energia, delle risorse idriche e dei rifiuti”, prevedendo la creazione di un nuovo organismo responsabile della costruzione del consenso: l'*Infrastructure Planning Commission* (IPC).
49. Il *Planning Act* è stato emendato a fine 2011 col *Localism Act* che ha abolito l'IPC mantenendone intatte le funzioni affidate direttamente ad una Agenzia del Ministero, il *Planning Inspectorate* (da ora Ispettorato), mentre a livello procedurale il processo di partecipazione non è stato oggetto di sostanziali modifiche. Diversamente dal caso francese, il momento decisivo per il confronto tra le parti precede l'invio della domanda di proposta progettuale e la sua gestione è affidata direttamente al responsabile del progetto che ha l'obbligo di procedere alle consultazioni con le comunità locali, ascoltarne le proposte, le opposizioni, i consigli secondo modalità stabilite precedentemente e definite nello *Statement of Community Consultation* (SOCC).
50. Questa è la fase più appropriata per ogni *stakeholder* per influenzare il progetto che, una volta sottoposto all'Ispettorato, non è soggetto a modifiche sostanziali. Quel che preme

sottolineare è il fatto che il responsabile del progetto non ha l'obbligo di accettare tutti i commenti emersi nel processo di partecipazione, ma deve dimostrare in sede di presentazione della domanda di aver tenuto in conto le osservazioni delle comunità e delle autorità locali. Il riscontro dell'inadeguatezza del processo di consultazione blocca l'*iter* decisionale che non supera la fase di accettazione.

51. Nonostante la fase di *pre-application* risulti essere il momento cruciale per apportare contributi e osservazioni, la partecipazione pubblica pervade ogni successiva fase del processo decisionale. Una volta accettata la domanda progettuale, ogni individuo o gruppo può, infatti, registrarsi sul sito dell'Ispettorato e recapitare ulteriori considerazioni. Ciò conferisce un diritto legale ai soggetti di partecipare alla fase d'esame come "parti interessate". Avere tale *status* significa vedersi riconosciute alcune prerogative: fornire contributi in forma scritta sulle questioni più salienti, richiedere un eventuale incontro pubblico ove esporre la propria posizione, essere continuamente informato dei progressi nel processo decisionale. Alla fine di questa fase, l'Ispettorato redigerà un documento contenente raccomandazioni che dovranno essere prese in considerazione dal Ministero nella decisione finale sull'investimento che potrà comunque sempre essere oggetto di impugnazione in tribunale.
52. Al di là delle differenze nei metodi e nei processi di partecipazione pubblica, entrambi i Paesi hanno fatto del dibattito pubblico e della costruzione del consenso un momento chiave nelle decisioni sui progetti infrastrutturali di rilevante interesse. Dall'analisi di queste esperienze emerge come il coinvolgimento degli *stakeholder* alla vita pubblica sia percepito non solo come giusto e necessario, ma anche di utilità per gli interessi nazionali. E ciò alla luce di alcuni aspetti peculiari condivisi a livello collettivo: a partire dalla comune consapevolezza che alla fine del procedimento una decisione verrà comunque presa nel rispetto di una tempistica certa e limitata, come osservabile nel Box 8.
53. Il confronto con il quadro italiano risulta particolarmente sconcertante se pensiamo che l'unico strumento di cui si è dotata l'Italia per rispondere alla necessità di una concertazione degli interessi coinvolti sia l'istituto della Conferenza di Servizio: una riunione di pubbliche amministrazioni che si confrontano su tematiche comuni al fine di razionalizzare i procedimenti e favorire la contestualizzazione delle decisioni. Tuttavia, nonostante l'utilità di un tale strumento quale luogo di mediazione degli interessi delle amministrazioni, la Conferenza di Servizio non prevede la costruzione di un dibattito pubblico esteso a tutti gli *stakeholder* così come previsto in Francia e Gran Bretagna.
54. L'utilità delle procedure di partecipazione pubblica sulla realizzazione delle infrastrutture di interesse nazionale adottate in Francia e Gran Bretagna o in altre avanzate esperienze come quella finlandese, non la si può misurare sul risultato finale che ha visto esiti positivi accanto ad altri negativi. **Il valore di quelle procedure è tutto politico: la "democratizzazione" di scelte di interesse nazionale e la necessità di costruire per quanto possibile attorno ad esse il consenso delle popolazioni.** Un approccio lontano anni luce da quello che nel nostro Paese ha portato ad uno sterile scontro di posizioni e di interessi al di fuori di ogni regola che ha generato una paralisi di ogni decisione. Uno stallo che contribuisce all'incertezza degli investimenti e, in ultima analisi, all'allontanamento dei capitali (anche esteri) di investimento.

BOX 8 - Schema delle Tappe e dei Tempi del Dibattito Pubblico in Francia e Regno Unito



6.6 Quando scoprire il petrolio diventa una sfortuna: soluzioni per l'anomalia italiana

55. La mancata percezione dei benefici che potrebbero aversi dalla scoperta e dalla valorizzazione delle risorse di idrocarburi nel nostro Paese è fatto del tutto peculiare nello scenario europeo e internazionale. E per certi versi abbastanza recente. Il quadro attuale di diffusa sfiducia e malcontento si discosta, infatti, dal sentimento pubblico dei decenni passati: immagine di un'epoca in cui la solidarietà collettiva e la fiducia nel benessere collegato allo sviluppo energetico erano certamente più vigorosi. È esemplare quello che scriveva il quotidiano di Milano "Il Giorno" nell'ottobre 1974:

"la notizia che è stato scoperto un giacimento di gas naturale e di petrolio alle porte di Milano rompe la monotonia delle cattive notizie sulla evoluzione della situazione economica e politica del Paese. [...] È motivo di orgoglio per la nostra industria l'essere riuscita a conseguire un risultato tecnico che solo pochi al mondo sono in grado di ottenere".

56. Fatto ancor più **paradossale** è che **oggi** i movimenti contro l'estrazione del petrolio nascono prima della sua scoperta, come nel caso delle proteste a Termoli lo scorso anno quando 280 associazioni si opposero alle perforazioni petrolifere nelle acque delle Isole Tremiti, a 40 km dalla costa, nonostante non vi fosse alcuna autorizzazione in tal senso. Ciò non significa di per sé inneggiare alle attività di perforazione ad ogni costo, ritenendo che il coinvolgimento dei soggetti locali debba costituire un passaggio obbligato nei processi decisionali. **L'atteggiamento pregiudiziale delle opposizioni – frutto del pensiero diffuso per cui "c'è sempre qualcosa dietro" o "sotto" (in questo caso) – contribuisce ad accrescere la distanza tra le diverse posizioni e ad impedire la costruzione di un dibattito pubblico in un circolo vizioso per tutti negativo.**

Fig.37 La ruota della (s)fortuna: il non dibattito italiano



57. È lapalissiana l'impossibilità di esibire soluzioni ad una questione che ha radici profonde e stratificate a livello culturale. Come ha dichiarato il Prof. G.B. Zorzoli:

“Il miglioramento del rapporto cittadini/istituzioni che per ora rimane allo stadio di wishful thinking comporterebbe comunque un processo di lungo, se non lunghissimo, periodo. Viceversa, nel breve-medio termine si potrebbe ottenere qualche risultato concreto attraverso una modifica sostanziale dei criteri con cui i progetti a impatto rilevante sono stati tradizionalmente presentati all'opinione pubblica.”

58. I modelli di riferimento analizzati indicano una possibile via da intraprendere per un maggior coinvolgimento delle parti interessate ed un confronto interattivo orientato al *decision-making*. Per ottenere un cambiamento di tendenza, **in vista di una migliore relazione con e tra le popolazioni locali, la politica e il mondo imprenditoriale dovrebbero definire precise procedure di partecipazione condotte da una parte terza indipendente che assicuri un percorso trasparente, certo, condiviso, con la certezza di pervenire in tempi predeterminati ad una decisione finale vincolante per tutte le parti coinvolte.**

59. Altro tassello importante di un siffatto dibattito pubblico è che sia gestito secondo il **principio della trasparenza delle informazioni**, come esemplarmente accade nel caso inglese. Nei principali documenti sulla politica energetica inglese, i decisori non solo non tralasciano gli aspetti ambientali più problematici ma, anzi, si concentrano su di essi evidenziando i possibili rischi, le misure di sicurezza adottate, le tecnologie a disposizione per evitarli. Nel recente *Energy National Policy Statement*, un documento propedeutico alla definizione del *White Paper* sulla politica energetica nazionale, si affronta in modo approfondito l'impatto ambientale e territoriale delle strategie proposte con indicazioni esplicite degli eventuali effetti negativi *“sulla biodiversità, sul paesaggio e sui beni culturali”*. Un approccio del tutto sconosciuto in Italia.

60. Ancora G.B. Zorzoli:

“Immagino l'obiezione: in tal modo si offrirebbero ulteriori armi polemiche ai professionisti del Nimby. Può darsi che in Italia la sfiducia sia così diffusa e radicata da rendere inefficace l'approccio anglosassone, ma i metodi fin qui adottati non si sono affatto rivelati vincenti. Presentazioni pubbliche di proposte d'investimento essenzialmente, se non addirittura in modo esclusivo, concentrate sui vantaggi, di per sé suscitano diffidenze negli interlocutori, se non altro per istinto e per esperienze empiriche pregresse convinti che ai pro si accompagna sempre qualche contro. Diffidenze ulteriormente rafforzate dalle immancabili contro-documentazioni diffuse da organizzazioni o comitati ostili all'iniziativa proposta, concepite in modo da mettere specularmente in evidenza solo le ricadute negative della proposta; effetti in genere non immaginari, più spesso artatamente esagerati”.

61. **È necessario spezzare il circolo vizioso originato dallo scontro manicheo tra posizioni contrapposte il cui esito quasi inevitabile, poco correlato alla maggiore o minore serietà delle argomentazioni, è lo stallo decisionale (Fig.37).** A questo proposito, è utile considerare talune esperienze che in rottura con quanto più spesso accade in Italia hanno permesso a opposizioni locali, autorità politiche, responsabili dei progetti di pervenire ad un compromesso costruttivo.

62. Come nel caso della **Regione Toscana** che, ispirandosi al modello partecipativo francese, ha introdotto con Legge regionale del 2007 il dibattito pubblico regionale come forma di confronto e dialogo sulla localizzazione e realizzazione di opere pubbliche con forte impatto ambientale e sociale per la comunità regionale con la costituzione dell'*Autorità Regionale per la Garanzia e la Promozione della Partecipazione*. O come nel caso della **società Terna** che presenta alle amministrazioni e alle comunità locali coinvolte nella realizzazione di una rete elettrica un progetto ancora non definito e che elabora *ex-post* sulla base delle consultazioni effettuate.
63. **Queste esperienze confermano la convenienza di radicali innovazioni nelle procedure decisionali al fine di ridurre l'alto tasso di preventiva sfiducia da parte delle comunità locali e nel superare la negatività dei messaggi veicolati dai media.** Questo è possibile se fin dall'inizio si evidenziano tutti gli impatti potenzialmente negativi nonché le misure necessarie per fronteggiarli e se si adottano procedure di partecipazione pubblica in grado di coinvolgere tutti gli interessi in gioco. Riteniamo che una maggiore presenza delle istituzioni politiche nella presentazione dei progetti, nella diffusione delle informazioni, nella valutazione dei costi/benefici che ne potrebbero derivare anche a livello locale, sia auspicabile per superare la scarsa credibilità nei confronti delle compagnie petrolifere. **Riformare il dibattito pubblico, in ultima analisi, significa riformare il significato stesso di cittadinanza in un concetto attivo, dinamico, partecipativo. Un utile punto di partenza per la costruzione di uno Stato più coeso e capace di affrontare la drammatica crisi economica del nostro Paese. Per superarla servono idee per la crescita come riteniamo che sia la valorizzazione delle risorse energetiche del nostro Paese.**

Elenco degli Acronimi

AGIP: Azienda Generale Italiana Petroli

AIE: Agenzia Internazionale dell'Energia

ARPAB: Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente della Basilicata

BC: Black Carbon

CIP: Programma Quadro per la Competitività e l'Innovazione

CNDP: Commission Nationale du Débat Public

CNR: Consiglio Nazionale delle Ricerche

CSC: Center for Strategy and Competitiveness

DOE: Department of Energy

EIA: Energy Information Administration

H₂S: idrogeno solforato

IEO: International Energy Outlook

IMAA: Istituto di Metodologie per l'Analisi Ambientale

IPC: Infrastructure Planning Commission

NIMBY: Not In My Backyard.

SEC: Security Exchange Commission

Sm³: Metri Cubi Standard.

SOCC: Statement of Community Consultation

SPE: Society of Petroleum Engineers

SPI: Società Petrolifera Italiana

TEP: Tonnellata equivalente di petrolio.

UNMIG: Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse

VIA: Valutazione di Impatto Ambientale

WEO: World Energy Outlook

Glossario

Breakeven point: è il punto di pareggio, ossia il livello di produzione che non genera né profitti né perdite operative. Il prezzo di *breakeven* è il prezzo del petrolio necessario a garantire la copertura della spesa pubblica dei maggiori paesi Opec.

Consumi finali di energia: costituiscono l'ultima fase del sistema energetico nella quale l'energia viene definitivamente consumata nei vari settori di utilizzo: industria, residenziale e terziario, trasporti, agricoltura. I consumi finali rappresentano l'energia in uscita dal sistema, quella che si trasforma in lavoro o riscaldamento. Nel passaggio da energia primaria a consumi finali una parte dell'energia viene perduta/consumata dal sistema: es. nella trasformazione delle fonti primarie in energia elettrica (gas, carbone, olio combustibile), nelle trasformazioni del petrolio greggio nei vari prodotti, nel trasporto e nella distribuzione attraverso le reti.

Consumo di energia primaria (o consumo lordo di energia): rappresenta quindi l'energia in entrata nel sistema energetico di un Paese. Il bilancio energetico nazionale comprende nella domanda primaria anche l'energia elettrica importata dall'estero.

Distretto Industriale: Un modello di divisione del lavoro tra imprese altamente specializzate di una medesima filiera produttiva in un medesimo ambito territoriale.

Energia primaria: in termini generali una fonte di energia è definita primaria quando è presente in natura e non deriva dalla trasformazione di nessun'altra. Sono fonti primarie esauribili: i combustibili fossili (petrolio, gas naturale, carbone) e il nucleare. Sono fonti rinnovabili: energia solare, eolica, idroelettrica, geotermica, biomasse. L'energia primaria può essere utilizzata sia per l'utilizzo finale (es: gas naturale per riscaldamento) sia per essere trasformata in altri prodotti energetici (es: gasolio e benzina dal petrolio) o per produrre energia elettrica nelle centrali.

Flaring: combustione in torcia del gas associato al petrolio.

Fracking: è la tecnologia della fratturazione idraulica generalmente utilizzata per l'estrazione di riserve di idrocarburi non convenzionali (*shale gas*). La tecnica del *fracking* prevede la frattura di uno strato roccioso attraverso lo sfruttamento della pressione di un fluido, solitamente acqua.

Intensità energetica: è un indicatore macroeconomico che mette in relazione la domanda di energia e grandezze economiche come il PIL. Essa rappresenta la quantità di energia consumata dal sistema per produrre un'unità di PIL. Il livello dell'intensità energetica di un Paese è determinato da molteplici fattori, tra cui: la struttura industriale e produttiva del Paese che può comprendere settori e attività a più o meno elevato consumo di energia; le condizioni climatiche; gli standard di vita e la penetrazione dell'elettronica; l'efficienza energetica intesa come la capacità di produrre uno stesso bene/servizio attraverso un minor utilizzo di energia primaria.

Life Index: indica il rapporto tra riserve e produzione annua (R/P) ad una certa data, espresso in termini di anni. Molto spesso tale indice è impropriamente interpretato come il residuo orizzonte temporale di consistenza delle riserve, come fosse l'indicatore di livello del serbatoio di benzina di un'automobile, mentre esprime l'ammontare attuale delle riserve rispetto alla produzione ed è funzione del flusso di investimenti. All'aumentare di questi il

Life Index normalmente aumenta o si mantiene sui suoi livelli sino al momento in cui il giacimento non abbia raggiunto il massimo del suo stock di riserve.

NIMBY: fa riferimento ad un atteggiamento di avversione delle popolazioni e autorità locali nei confronti della realizzazione di infrastrutture e di impianti industriali che hanno, o si teme possano avere, effetti negativi per l'area di localizzazione. Atteggiamento che può causare un notevole allungamento dei tempi di autorizzazione dei progetti, quando non addirittura di impedirne la realizzazione.

OCSE: area che include i paesi che appartengono all'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico. A questa organizzazione appartengono 34 Paesi: Australia, Austria, Belgio, Canada, Cile, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Giappone, Gran Bretagna, Grecia, Irlanda, Islanda, Israele, Italia, Lussemburgo, Messico, Norvegia, Nuova Zelanda, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Repubblica Ceca, Repubblica di Corea, Repubblica Slovacca, Slovenia, Spagna, Stati Uniti, Svezia, Svizzera, Turchia, Ungheria), tra i quali Cile, Estonia, Israele e Slovenia di più recente adesione (tra maggio e dicembre 2010).

Offshore: area di ricerca e produzione degli idrocarburi in acqua.

Onshore: area di ricerca e produzione degli idrocarburi in terraferma.

Reflui di perforazione: sono i fanghi di perforazione esausti, i detriti di perforazione, acque a basso carico inquinante, acque provenienti dalla disidratazione dei fanghi esausti, rifiuti di vario genere anche ad alto carico inquinante, rifiuti di natura antropica, emissioni gassose che si determinano nella fase di perforazione di un pozzo petrolifero.

Riserve certe (sinonimi: riserve provate o identificate): note anche come P1, rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili potranno con ragionevole certezza (probabilità maggiore del 90%) essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato. Le riserve certe sono a loro volte distinte in: a) sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima poter recuperare tramite pozzi, facilities e metodi operativi esistenti; b) non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facilities e metodi operativi sulla cui futura realizzazione la Compagnia ha già definito un preciso programma di investimenti di sviluppo, ovvero esprime una chiara volontà manageriale.

Riserve in posto: quantità di olio o gas fisicamente contenuto in un giacimento. Le riserve certe si ottengono moltiplicando le riserve in posto per il fattore di recupero, ossia, il rapporto tra il volume dell'olio in posto e quello effettivamente producibile, funzione del tipo di giacimento, delle strategie di coltivazione e dell'adozione di nuove tecnologie. Tale fattore è oggi oscillante tra il 20 e il 35%, mentre solo 30 anni fa esso era compreso tra il 15 e il 20%. Il fattore di recupero dei giacimenti di gas è invece spesso superiore all'80%.

Riserve possibili: note anche come P3, rappresentano le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto (molto minore del 50%) rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano un grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

Riserve probabili: note anche come P2, rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere

recuperate con ragionevole probabilità (maggiore del 50%), in base alle condizioni tecniche, economiche e operative esistenti nel momento considerato; gli elementi di residua incertezza possono riguardare l'estensione o altre caratteristiche del giacimento (rischio minerario), l'economicità (alle condizioni del progetto di sviluppo), l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita.

Riserve recuperabili: combinazione pesata delle varie riserve, pari alla somma delle riserve certe, del 50% di quelle probabili e del 20% di quelle possibili.

Riserve ultime: le quantità convenzionali che devono essere ancora scoperti o che potranno essere con più efficienza prodotti in futuro da giacimenti oggi non noti.

Risorse: sono lo stock complessivo di una fonte primaria dal punto di vista fisico, indipendentemente dalla loro sfruttabilità economica allo stato della tecnica. L'entità delle risorse (così come delle riserve) e la loro classificazione varia notevolmente nel tempo in relazione allo sviluppo delle tecnologie di estrazione e ai prezzi.

Shareholder: portatore di interessi.

Sm³: unità di misura che esprime la quantità di gas contenuta in un metro cubo a condizioni standard di temperatura (15 C°) e pressione (1.013,25 millibar, cioè la pressione atmosferica).

Sour: proprietà legata ad un greggio, un gas, un prodotto petrolifero che contiene zolfo prevalentemente come acido solfidrico (H₂S) e in quantità relativamente elevata e quindi corrosivo

Spare Capacity: capacità inutilizzata che nell'upstream è definita come differenza tra la massima quantità producibile e la produzione effettiva di idrocarburi. Nella raffinazione è definita come differenza tra la capacità primaria e le lavorazioni di greggio.

Subsidenza: abbassamento della crosta terrestre che permette la formazione dei bacini sedimentari e l'accumulo di notevoli spessori di sedimenti. Ad una subsidenza geologica si aggiunge una subsidenza causata dall'attività umana, in particolare dalla coltivazione delle miniere, dallo sfruttamento delle falde acquifere e dalla produzione di idrocarburi.

Sweet: caratteristica di un greggio, un gas, un prodotto petrolifero che non contiene zolfo o ne contiene in quantità piccolissime.

TEP: unità di misura dell'energia che indica la quantità di energia liberata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo.

Time to market: tempo necessario a portare il primo barile di petrolio sul mercato.

Upstream: nel ciclo petrolifero corrisponde all'insieme delle operazioni che vengono eseguite a monte della produzione e quindi l'esplorazione per la ricerca di nuovi giacimenti, la perforazione e la messa in produzione dei pozzi. Nell'industria del gas sono considerate upstream le attività a monte della fase di raccolta.

Bibliografia

Abdo H., *The taxation of UK oil and gas production: Why the wind falls got away*, in “Energy policy” 38, 2010, 5625-5635.

AIE, *World Energy Outlook*, Parigi, anni vari.

Arpab, *Oleodotto Eni «Monte Alpi-Viggiano»: messa in sicurezza di emergenza ed esiti dei campionamenti delle matrici ambientali*. Marzo 2012.

Assomineraria, *Osservazioni sulla norma di modifica del Codice dell’Ambiente diretta a limitare l’attività estrattiva in mare*, Position Paper, 7 luglio 2010.

Assomineraria, *Osservazioni sulla proposta di regolamento UE sulla sicurezza dell’attività offshore*, Audizione delle Commissioni riunite Xa e XIIIa del Senato, 25 gennaio 2012.

Audizione del Direttore Generale di Confindustria Prof. Giampaolo Galli alla Commissione Industria, Commercio e Turismo del Senato della Repubblica sul Disegno di Legge 3110 – Conversione decreto legge recante disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività, 2 febbraio 2012.

Banca d’Italia, *Relazione Annuale*, Roma, 31 maggio 2010; pp. 122-132.

Brighenti G., Macini P., Mesini E., *Sustainable management of hydrocarbon reservoirs in Italy*, Proceedings of the 10th Congress of the International Association of Engineering Geology, Nottingham, UK, Sept. 6-10, 2006.

Bubbico D., *L’indotto industriale e di servizi del Centro Olio Eni di Viggiano e dei pozzi di estrazione petrolifera della Val d’Agri: la proposta del contratto di sito*, Fiom Cgil Basilicata e Filcem Cgil, Potenza, gennaio 2009.

Cao S., *L’upstream italiano nel contesto mondiale*, tratto dall’intervento al “Convegno Annuale del Settore Idrocarburi e Geotermia”, Tirrenia, 17 ottobre 2003.

Catalano G., *Indagine conoscitiva sulla strategia energetica nazionale*, Memoria per l’audizione presso la 10ª Commissione Industria, Commercio e Turismo del Senato della Repubblica, 9 novembre 2011.

Catino F., *Royalties idrocarburi in Italia: poco per pochi, niente per molti*, Qualenergia.it, 4 novembre 2011.

Cavanna P., *2011 Italian Upstream Forecast*. Relazione preliminare del Presidente Settore Idrocarburi e Geotermia di Assomineraria al “2011 Gulf Publishing Company’s Oil & Gas Industry Forecast”, S. Donato Milanese, 4 febbraio 2011.

Ceccaldi M., *Le pétrole - Aspects juridiques. Aspects Juridiques de l’exploitation du pétrole en mer*, in “Revue Juridique Neptunus” vol. 2.1, Università di Nantes, 1996.

CENSIS, *Il valore sociale dell’industria energetica italiana*, Roma, giugno 2010.

Citi GPS, *Energy 2020: North America, the New Middle East?* 20 marzo 2012.

Clò A. (a cura di), *Eni 1953-2003*, Editrice Compositori, 2004.

CNDP, *CNDP 2002-2009: Evolution et moyens de la Commission nationale du debat public*, Rapporto di attività, 2011.

Colarusso G., *Bye bye Lucania Saudita*. Lettera43.it, 30 ottobre 2010.

Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo e al Consiglio “Affrontare la sfida della sicurezza delle attività offshore nel settore degli idrocarburi”, COM (2010) 560 definitivo.

Corò G. e S. Micelli (2007), I distretti industriali come sistemi locali dell’innovazione: imprese leader e nuovi vantaggi competitivi dell’industria italiana, in “Economia italiana”, 2007/1, pp.47-77

Corriere della Sera, *Finanziamento europeo all’Eni per il petrolio della valle Padana*, gennaio 1974.

De Almeida P., Silva P.D., *The peak of oil production —Timings and market recognition*, in “Energy policy” 37, 2009, 1267-1276.

De Castrom C., Miguel L. J., Mediavilla M., *The role of non conventional oil in the attenuation of peak oil*, in “Energy policy” 37, 2009, 1825-1833.

De Ghetto G., *Tecnologie, know how e investimenti. La filiera idrocarburi come motore dello sviluppo di competenze apprezzate nel mondo*, Matera, 18 Giugno 2010.

De Nicola G., *Petrolio in Basilicata: passato, presente e futuro*, Tesi di laurea, Università di Pisa, a.a. 2008-2009.

Decreto del Presidente della Repubblica 18 aprile 1994, n. 484 recante “La disciplina dei procedimenti di conferimento dei permessi di prospezione o ricerca e di concessione di coltivazione di idrocarburi in terraferma ed in mare”.

Decreto Interministeriale 30 dicembre 2011, recante “Riconoscimento delle somme, finalizzate a benefici per i residenti, spettanti ad alcune regioni, province e comuni interessate dalle attività di estrazione di idrocarburi, in proporzione alle relative produzioni. Versamenti effettuati nell’anno 2011”.

Decreto legge 22 giugno 2012, n. 83 (cosiddetto Decreto Sviluppo) recante “Misure urgenti per la crescita”.

Decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 (cosiddetto Decreto Liberalizzazioni) coordinato con la legge di conversione 24 marzo 2012, n. 27 recante “Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività”.

Decreto legge 25 giugno 2008 n. 112 convertito in legge 6 agosto 2008, n. 133 recante “Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione Tributaria”.

Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, recante “Attuazione della direttiva n. 98/30/CE, recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale”.

Decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625 recante “Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi”.

Decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128 recante “Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell’articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69”.

Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 recante “Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti locali, in attuazione del capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59”.

Decreto legislativo 7 luglio 2011, n.121 recante “Attuazione della direttiva 2008/99/CE sulla tutela penale dell'ambiente, nonché della direttiva 2009/123/CE che modifica la direttiva 2005/35/CE relativa all'inquinamento provocato dalle navi e all'introduzione di sanzioni per violazioni”.

Decreto Ministeriale del 28 luglio 1994 del Ministro dell'ambiente recante “Determinazione delle attività istruttorie per il rilascio dell'autorizzazione allo scarico in mare dei materiali derivanti da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti idrocarburi liquidi e gassosi”.

Department of Energy & Climate Change, *Overarching National Policy Statement for Energy*, Londra, Luglio 2011.

DG energia della Commissione europea, *EU Energy trend to 2030*, aggiornamento del 2009.

Divertito S., *L'Italia è il paese delle trivelle e se c'è il petrolio non paghi*, Linkiesta, 16 marzo 2012.

DOE/EIA, *International Energy Outlook 2011*, Settembre 2011.

EcoDiBasilicata.it, *Lacorazza: «Fuori le royalties del petrolio dal Patto di stabilità»*, 2 maggio 2012.

Enciclopedia Treccani, *Gestione di olio e gas ad alto contenuto di zolfo*. In Vol. III, “Nuovi Sviluppi: Energia, Trasporti, Sostenibilità”, pp. 237-269.

ENEA, *Il compendio del Rapporto Energia e Ambiente 2009-2010*, Aprile 2012.

Eni, *Gli idrocarburi: origine, ricerca e produzione*, 2004; pp. 421-477.

Eni, *L'industria energetica mondiale: scenario evolutivo e sfide future*. Rivista “Energia” e Editrice compositori, marzo 2008.

Eni, *World Oil and Gas Review 2011*, Settembre 2011.

EREC e Greenpeace, *Energy [r]evolution: a sustainable world energy outlook*, Gennaio 2007.

Ernst & Young, *Global Oil and gas tax guide*, 2012.

Fatiguso V., *Monti e la liberalizzazione delle trivelle “Tremite a rischio, si svende il Paese”*, Corriere del Mezzogiorno, 19 gennaio 2012.

FeniceNews.com, *Eni: Basilicata sfruttata, le rimangono solo le briciole e l'inquinamento!*, 31 dicembre 2011.

Gallino L., *La scomparsa dell'Italia industriale*, Einaudi, 2003.

Galullo R., *Petrolio o ambiente che sia, in Basilicata tutto diventa nero – la trasparenza ai tempi di Vito de Filippo*, Il Sole 24 Ore, 16 gennaio 2012.

Garrone P., Groppi A., *Siting locally-unwanted facilities: What can be learnt from the location of Italian power plants*, in “Energy policy” 45, 2012, 176-186.

<http://www.debatpublic.fr>

<http://www.legrenelle-environnement.fr>

Hulst N. V., *Peak oil revisited, the real challenges are investment and sustainability, not availability*, European Energy Review, 7 maggio 2012.

Il Fatto Quotidiano, *Il bluff dell'oro nero lucano: non ha portato né lavoro né soldi. E i giovani emigrano*, 29 marzo 2012.

Il Fiorino, *L'Eni trova il petrolio nella Valle Padana*, giugno 1974.

Il Giorno, *Il petrolio lombardo, arma contro la crisi energetica. L'oro nero di Casirate*, ottobre 1974.

Il Riformista, *Infrastrutture, una legge per decidere. Dibattito pubblico sul modello francese*, 27 marzo 2008.

Il Sole 24 Ore, *Seconda era in Val Padana per la ricerca del petrolio*, novembre 1974.

Inciso A., *Basilicata e petrolio crescono gli occupati ma ancora pochi lucani*, La Gazzetta del Mezzogiorno, 04 giugno 2012.

Infrastructure Planning Commission, *Annual Report and Accounts 2010-2011*, Londra, 2011.

Ippolito F., *Inquinanti in misura irrisoria le ricerche di idrocarburi nel fondo marino*, Il Globo, ottobre 1974.

Istat, *Commercio con l'estero - febbraio 2012*. Statistiche Flash, 16 aprile 2012.

Istat, *Occupati e Disoccupati Anno 2011*, Statistiche Flash, 2 aprile 2012.

Istat, *Occupati e disoccupati, Aprile 2012 (dati provvisori) e I trimestre 2012*, Statistiche Flash, 1 Giugno 2012.

Istat, *Rapporto Annuale. La situazione del Paese nel 2010*, Roma, 2011.

Kaiser M. J., *Modeling the time and cost to drill an offshore well*, in “Energy policy” 34, 2009, 1097-1112.

Ketoff A., *Il panorama energetico italiano: prospettive idrocarburi*, Intervento del Direttore Generale di Assomineraria al “Survey of Energy Resources”, Roma, 14 giugno 2005.

Kotchen M. J., Burger N. E., *Should we drill in the Arctic National Wildlife Refuge? An economic perspective*, in “Energy policy” 35, 2007, 4720-4729.

La fabbrica della conoscenza, *Le strategie di sviluppo del polo turistico di Termoli verso il 2010*. In “Annali Italiani del Turismo Internazionale”, 2006, vol. 4.

La Repubblica, *Trivella facile, è rivolta: “vergogna senza pari”*, 19 gennaio 2012.

La Stampa, *Abbiamo il metano, si spera nel petrolio*, ottobre 1974.

Lapenna V., *Protezione dell’ambiente e sicurezza in Val d’Agri: il ruolo della ricerca*. Presentazione dell’IMAA-CNR al COPAM 2011.

Legge 10 febbraio 1953, n. 136 recante “Istituzione dell’Ente Nazionale Idrocarburi (E.N.I.)”.

Legge 11 gennaio 1957, n. 6 recante “Norme sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale”.

Legge 21 luglio 1967, n. 613 recante “Norme sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale”.

Legge 23 agosto 2004, n. 239 recante “Riordino del settore energetico, nonché’ delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia”.

Legge 23 luglio 2009, n. 99 recante “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”.

Legge 9 gennaio 1991, n. 9 recante “Norme per l'attuazione del piano energetico nazionale”.

Lettera Finanziaria, *Si cerca una Malossa 20 volte più grande*, dicembre 1974.

Liccione R., *Petrolio in Basilicata: opportunità e rischi*, Tesi di laurea edita dal Consiglio Regionale della Basilicata, 1999.

Lotto G., Arrigo U. (a cura di), *Intur: Bilancio Turismo Incoming 2010*. RTBicocca, 2011.

Mills R., *Cheer up: the world has plenty of oil*, European Energy Review, 17 aprile 2012.

Ministero delle attività produttive, *Attività di ricerca e di coltivazione di idrocarburi in Italia - Rapporto annuale 2001*, Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche.

Ministero delle attività produttive, *Attività di ricerca e di coltivazione di idrocarburi in Italia - Rapporto annuale 2002*, Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche.

Ministero delle attività produttive, *Attività di ricerca e di coltivazione di idrocarburi in Italia - Rapporto annuale 2003*, Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche.

Ministero delle attività produttive, *Attività di ricerca e di coltivazione di idrocarburi in Italia - Rapporto annuale 2004*, Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche.

Ministero dello Sviluppo Economico, *Attività di ricerca e di coltivazione di idrocarburi in Italia - Rapporto annuale 2005*, Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche.

Ministero dello Sviluppo Economico, *Attività di ricerca e di coltivazione di idrocarburi in Italia - Rapporto annuale 2006*, Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche.

Ministero dello Sviluppo Economico, *Attività di ricerca e di coltivazione di idrocarburi in Italia - Rapporto annuale 2007*, Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche.

Ministero dello Sviluppo Economico, *Rapporto Annuale 2008*, Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche.

Ministero dello Sviluppo Economico, *Rapporto Annuale 2009*, Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche.

Ministero dello Sviluppo Economico, *Rapporto Annuale 2010*, Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche.

Ministero dello Sviluppo Economico, *Rapporto Annuale 2011(attività 2010)*, Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche.

Ministero dello Sviluppo Economico, *Rapporto Annuale 2012 (attività 2011)*, Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche.

Nigro C., *Il Monitoraggio ambientale nell'area del centro olio di Viggiano*. Presentazione del WWF Basilicata presso Villa D'Agri, 10 settembre 2010.

Occhilupo R., Palumbo G., Sestito P., *Le scelte di localizzazione delle opere pubbliche: il fenomeno Nimby*. In "Questioni di Economia e Finanza", Banca d'Italia. p 14.

OGP, *Safety performance indicators – 2009 data*, Report n. 439, Maggio 2010.

Opec, *World Oil Outlook*, Vienna, 2011

Orlandi L., *C'erano una volta falchi e colombe*, GME - Newsletter, Ottobre 2011.

Pisticci.com, *Incidente oleodotto: prosegue la bonifica dell'area interessata dallo sversamento di greggio*, 30 marzo 2012.

Po Valley Energy e Università degli Studi Roma Tre, *Why does it takes so long? Case studies on Italian Energy Regulatory Approvals*, 4 maggio 2010.

Proietti Silvestri C., *Sicurezza Nucleare: Insegnamenti dopo Fukushima*. In Rivista "Energia", n. 2/2011; pp. 42-47.

Proposta di Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla sicurezza delle attività offshore di prospezione, ricerca e produzione nel settore degli idrocarburi, COM (2011) 688 definitivo.

Quadrio Curzio A., Fortis M. (a cura di), *L'industria nei 150 anni dell'unità d'Italia. Paradigmi e Protagonisti*, Il Mulino, 2012.

Quadrio Curzio A., M. Fortis, *Piccole e medie imprese per lo sviluppo economico e sociale del nostro Paese*, in "Atlantide", vol. 1/05, pp. 61-69.

Regio decreto 29 luglio 1927, n. 1443 recante "Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere".

Regione Siciliana, *Rapporto Energia 2011. Dati sull'energia in Sicilia*, Dicembre 2011, pp. 15-29.

Rendina F., *Nel sottosuolo un tesoro dimenticato*, Il Sole 24 Ore, 21 febbraio 2012.

Savadori L., Rumiati R., *Nuovi rischi, vecchie paure*. Il Mulino, 2005. p. 181.

SITEB, *Il petrolio italiano: uno sguardo d'insieme*, Rassegna del bitume 67/11.

Staffetta Quotidiana, *Il blocco degli investimenti nell'upstream e l'impatto occupazionale*, 9 aprile 2010.

Staffetta Quotidiana, *Upstream Adriatico, a Termoli 280 associazioni in piazza*, 10 maggio 2011.

Struttura di progetto Val d'Agri, *Report di sintesi sullo stato di attuazione sul programma operativo Val d'Agri, Melandro, Sauro, Camastra*, Regione Basilicata, aggiornato al 31 dicembre 2011.

Tarantola A. M., *Crescita economica, benessere e sostenibilità della domanda di energia*. Intervento del Vice Direttore Generale della Banca d'Italia presso l'Istituto Giuseppe Toniolo di Studi Superiori, Napoli, 20 gennaio 2010.

UFIP, *L'exploration – production d'hydrocarbures en France, Dossier d'Information*, Aprile 2011.

Unione Petrolifera, *Databook Energia e Petrolio 2012*, Roma, 2012.

Unione Petrolifera, *Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2012-2015*, Marzo 2012.

Unione Petrolifera, *Relazione Annuale*, Maggio 2012

WWF, *Italia: Far West delle trivelle*, Gennaio 2012.