



**AGGIORNAMENTO DELLO STUDIO  
DI IMPATTO SOCIO-ECONOMICO  
DEL RIGASSIFICATORE DI BRINDISI**

---

**Rapporto**

2007-3559

**Bologna, dicembre 2007**





## Sommario

Executive Summary .....	4
1. La corsa mondiale al GNL: situazione attuale e politiche di approvvigionamento in Europa, Stati Uniti, Cina.....	9
1.2 La situazione in Europa.....	25
1.3 Il GNL negli Stati Uniti .....	37
1.4 Il GNL in Cina.....	40
2. Il ruolo del gas nelle strategie di approvvigionamento energetico nazionale.....	42
2.1 Il quadro delle politiche energetiche .....	42
2.2 Il bilancio energetico.....	48
2.3 Le previsioni di consumo .....	52
2.3 L'approvvigionamento del gas in Italia.....	55
2.4 L'approvvigionamento del GNL .....	65
2.5 Il gas nella prospettiva regionale .....	70
2.6 L'energia nella Regione Puglia e nella Provincia di Brindisi.....	72
3. Il contesto socio-economico della provincia di Brindisi .....	76
3.1 Il territorio e la sua popolazione: sesso, età, livelli di istruzione. La dotazione infrastrutturale.....	76
3.1.1 Il territorio e la popolazione .....	76
3.1.2 L'evoluzione dell'offerta per titolo di studio .....	80
3.1.3 La dotazione infrastrutturale dell'area .....	81
3.2.1 La struttura occupazionale .....	83
3.2.2 Occupazione tipica e atipica.....	85
3.2.4 Il sistema industriale della provincia: concentrazioni territoriali, settori trainanti, aziende leader e attività indotte. Una visione di sintesi. ....	91
3.2.5 La struttura produttiva locale .....	96
3.2.6 Gli indici di specializzazione .....	98
3.3 L'innovazione .....	104
3.3.1 Il comprensorio di Brindisi della ricerca ed innovazione tecnologica.....	107
3.4 L'evoluzione del commercio estero .....	107
3.4.1 - Dinamiche dell'export dei settori industriali trainanti dell'area di Brindisi .....	109
3.5 Processi di internazionalizzazione – delocalizzazione .....	113



3.6.1	Il Consorzio ex ASI ora SISRI. ....	114
3.6.2	L'articolazione degli agglomerati, loro natura e organizzazione. ....	117
3.6.3	Le disposizioni urbanistiche poste in essere.....	120
3.7	I livelli di infrastrutturazione .....	121
3.7.1	I servizi disponibili .....	123
3.7.1	Il fabbisogno infrastrutturale .....	123
4.	Il modello dell'economia locale: descrizione e metodologia.....	135
4.1	Metodologia e pratica nell'analisi degli impatti in Italia.....	135
4.1.1	Il quadro normativo di applicazione .....	135
4.1.2	La metodologia: la coerenza esterna e la valutazione integrata degli effetti ...	143
4.2	Il modello input-output per la provincia di Brindisi.....	145
4.3	La valutazione della Fase di Investimento .....	147
4.3.1	Descrizione degli scenari .....	147
4.3.2	La valutazione dell'impatto su valore aggiunto e occupati .....	155
4.4	Valutazioni parziali .....	156
4.4.1	La valutazione della Fase Operativa .....	156
4.4.2	Impatto diretto .....	157
4.4.3	Impatto indiretto: il valore del Porto .....	158
4.4.5	Impatto indotto .....	160
5.	I piani di sviluppo e il rigassificatore descrizione delle complementarità.....	162
5.1	Gli investimenti di Brindisi LNG per tipologia.....	163
5.1.1	Una visione sintetica dello spaccato dell'EPC (Engineering, Procurement, Construction) per opera da realizzare .....	163
5.2	Le relazioni del sistema e le dinamiche di impatto.....	166
5.3	Gli effetti dell'investimento: gli scenari attesi .....	169
5.4	L'impianto di rigassificazione nella fase a regime .....	176
5.5	Il confronto con l'evoluzione media del sistema produttivo locale .....	179



## Executive Summary

Questo lavoro intende inserire il progetto di realizzazione dell'impianto di rigassificazione, che Brindisi LNG ha programmato nell'area di Brindisi, nel contesto socio economico del territorio e nel contesto delle politiche energetiche nazionali.

Il rapporto analizza l'impatto socio-economico dell'impianto Brindisi LNG sull'intera economia del territorio brindisino e valuta con attenzione il rapporto fra l'impianto e l'attività portuale.

Il presente documento si articola quindi in 5 capitoli. Il capitolo 1 descrive lo scenario internazionale del mercato del GNL approfondendo gli aspetti di crescita della domanda e di competizione sulle fonti di approvvigionamento.

Il capitolo 2 rappresenta l'aspetto strategico dell'impianto nell'ambito delle politiche energetiche nazionali, e ne definisce il valore rispetto agli altri progetti per cui sono state richieste autorizzazioni per la realizzazione.

Il capitolo 3 descrive l'ambiente socio-economico della provincia di Brindisi, evidenziando le tendenze dell'economia territoriale e la struttura dei poli produttivi e analizza lo stato e le prospettive del porto di Brindisi.

Il capitolo 4 descrive i dati di input del modello di calcolo per la valutazione dell'impatto economico relativo all'attività di investimento e all'attività a regime dell'impianto di rigassificazione. Tale analisi è svolta prendendo a riferimento non solo le stime sull'andamento dell'economia provinciale, ma anche la possibile integrazione fra l'attività di investimento prevista per la realizzazione dell'impianto di Brindisi LNG con l'attività di investimento prevista dalle politiche pubbliche di sostegno allo sviluppo locale previste dalla programmazione 2007-2013. Gli scenari di impatto sono stati realizzati infatti con l'obiettivo di contestualizzare l'investimento della costruzione del rigassificatore all'interno della programmazione delle politiche pubbliche per la provincia di Brindisi. Entro questo periodo l'impianto sarà senz'altro realizzato. In assenza di ostacoli ed impedimenti all'attività di costruzione i tempi previsti per la conclusione dei lavori dell'impianto indicano nel 2010 la data ultima. A questo proposito occorre precisare in premessa che ai fini della costruzione degli scenari della fase di costruzione la data di conclusione dei lavori è indifferente purché si collochi all'interno del periodo di programmazione della spesa pubblica per lo sviluppo della provincia di Brindisi. Viceversa per la costruzione dello scenario relativo agli effetti sull'economia del territorio della presenza delle attività a regime dell'impianto di rigassificazione, si è rivelato necessario individuare come primo anno utile quello in cui si fossero esauriti gli effetti dell'investimento sia pubblico che privato legato alla costruzione del rigassificatore. Tale anno è stato individuato nel 2014.

Oltre a svolgere un'analisi del sistema di intervento pubblico nell'economia il capitolo entra nel dettaglio dello sviluppo delle attività portuali, per aggiungere una progettualità specifica ma fondamentale al quadro conoscitivo dell'impatto socio-economico dell'investimento sul territorio.



Il capitolo 5 descrive l'impatto atteso dell'attività di investimento e di messa a regime dell'impianto per il periodo 2008-2014 elaborando 4 scenari distinti che rappresentano: gli andamenti attesi dell'economia brindisina qualora l'impianto di rigassificazione non venisse realizzato e si materializzassero solo gli interventi di sostegno pubblico allo sviluppo economico locale, due scenari legati alla realizzazione dell'investimento per la costruzione del rigassificatore, in cui le risorse pubbliche per lo sviluppo locale si coniugano con l'attività di costruzione dell'impianto, uno scenario sull'evoluzione attesa dell'economia della provincia di Brindisi qualora l'impianto fosse realizzato e svolgesse attività continuativa di rigassificazione.

Di seguito i principali risultati delle analisi:

1. Il crescente fabbisogno energetico nazionale sarà soddisfatto da un crescente uso di GNL: entro il 2015 il gas diventerà la prima risorsa energetica di origine fossile - ora è il petrolio con una quota del 43,3 contro il 35,6% del gas, nel 2020 le quote saranno invertite.
2. I provvedimenti assunti dal governo nel corso del 2006 (DM 11/04/06 e "Pacchetto energia" del ddl "Bersani") hanno incentivato la costruzione di terminali di rigassificazione sul territorio italiano e indotto molte grandi imprese del settore a presentare progetti di investimento in questa direzione.
3. La situazione italiana non è un fatto peculiare nel panorama mondiale. Si stima che entro il 2030 la domanda mondiale di energia aumenterà del 55% tra il 2005 e il 2030 (da 11.4 miliardi di tpe fino a 17.7 miliardi di tpe), con una crescita media annuale dell' 1.8%. Quasi tre quarti dell'incremento (74%) è da attribuire ai paesi in via di sviluppo (il 45% dell'aumento è riferibile alla Cina e all'India). La crescita media annuale stimata nel rapporto 2007 rappresenta anche un aumento rispetto alla previsione fatta nel rapporto 2006 pari all'1.6% annuo;
4. L'aumento di concorrenza indotto da questa situazione pone due problemi di carattere strategico: la dipendenza dei paesi importatori dai flussi di petrolio e gas provenienti da un numero limitato di paesi produttori farà crescere nel breve termine i rischi per la sicurezza energetica. Il peso dei paesi OPEC nell'approvvigionamento mondiale di petrolio aumenterà dal 42% al 52% del 2030. i Paesi consumatori vedrebbero sempre più aumentare la loro dipendenza da un ridotto numero di Paesi, accrescendo i timori sulla sicurezza degli approvvigionamenti.
5. La reale capacità di approvvigionamento dipende dalla disponibilità attuale di contratti di acquisto presso gli impianti di liquefazione, che sono in corso di ampliamento ma che rimangono controllati da un numero limitato di paesi. Pertanto, rimangono irrisolte alcune incertezze sulla reale capacità operativa che potrà essere installata in Italia.
6. La disponibilità di un portafoglio di approvvigionamento, di riserve di gas e capacità di liquefazione già in possesso del gruppo Brindisi LNG conferisce



alla realizzazione dell'impianto di rigassificazione di Brindisi un valore strategico importante nello scenario di concorrenza che si delinea nel settore della produzione e distribuzione del GNL.

7. La realizzazione dell'impianto nell'area di Brindisi consente di fornire un contributo economico importante alle performance del sistema economico locale, che nell'ultimo decennio ha visto un trend negativo del valore aggiunto provinciale ad un tasso medio di crescita del -0,42%.
8. L'andamento declinante dell'economia provinciale è il frutto di uno stallo nell'attività di investimento sul territorio e di una fase di progressivo disinvestimento. Le attività del settore chimico hanno sperimentato un ridimensionamento, l'industria alimentare non è riuscita ad uscire dal proprio nanismo consolidando le proprie fragilità, l'attività portuale si è progressivamente indebolita a vantaggio di altri porti del sistema regionale. Contestualmente si è ridotta la produttività del sistema privato, sia nel settore industriale, sia nel settore dei servizi, mentre il settore pubblico ha incrementato il proprio peso economico e strategico.
9. La realizzazione del rigassificatore non risolve i problemi, però contribuisce a: sostenere la riqualificazione dei traffici e l'ampliamento della dimensione organizzativa del porto; rafforzare i settori trainanti e della specializzazione dell'economia provinciale; incrementare la produttività complessiva del sistema produttivo locale; sviluppare il potenziale di sviluppo del sistema manifatturiero e dei servizi alle imprese del territorio.
10. Ciò è vero in particolare nella fase di costruzione dove dei 527 mln di euro complessivamente investiti il sistema locale potrebbe concretamente essere assegnatario diretto di 226 mln di euro in attività del settore costruzioni, impiantistica e carpenteria metallica, e nel settore dei servizi alle imprese (di ingegneria, di dettaglio e di processo). E' ancora il settore industriale che trae impulso dalla costruzione dell'impianto e da esso si sviluppano attività collegate anche di buona qualità e di alta qualificazione.
11. Questo investimento si integra con le prospettive delle politiche pubbliche che mirano alla crescita dei settori a più alta intensità di lavoro in cui l'obiettivo è di creare occupazione attraverso un impulso diretto. Costruzioni, agricoltura e formazione sono le attività maggiormente interessate dalle politiche locali.
12. L'analisi dell'investimento e delle sue relazioni economiche con il territorio ha evidenziato che l'effetto moltiplicatore dell'investimento in costruzione del rigassificatore è superiore a quello previsto per le attività delle politiche pubbliche: 1,68 contro 1,45. Questo in virtù del fatto che l'investimento privato è meglio in grado di indurre la mobilitazione di attività, risorse e competenze in vari settori dell'economia locale, e di favorire perciò un meccanismo endogeno di sviluppo locale. La produttività descritta dall'investimento per la costruzione dell'impianto è del 3,4% superiore rispetto all'investimento realizzato dalle politiche pubbliche.

13. L'effetto di occupazione aggiuntiva negli scenari in cui si esplicita l'attività di investimento per la costruzione del rigassificatore (Scenario 1 e Scenario 1a) è pari rispettivamente a 4452 e 4933 addetti, corrispondenti a 1113 e 1233 addetti in più ogni anno. Tale dato messo in relazione all'aumento della domanda finale mostra la crescita significativa del valore aggiunto per addetto che rappresenta la produttività dell'economia territoriale. Si tratta pertanto di una importante risorsa per il territorio che in questo modo può ridurre la dipendenza dal ricorso a risorse esterne per poter mantenere uno stabile livello di crescita.
14. L'investimento privato si caratterizza pertanto come complementare alle scelte delle politiche pubbliche per lo sviluppo ed è anche una complementarietà sinergica poiché converge nella crescita di settori su cui anche le politiche pubbliche dimostrano di investire. Così avviene ad esempio nel settore dei servizi. La crescita dell'attività nel settore dei servizi alle imprese (servizi di ingegneria) determina un moltiplicatore di 3,23 contro l'1,39 dello scenario base in cui agisce solo l'investimento pubblico. Dati ancora più significativi per il settore dei trasporti che passa da 1,55 a 3,66 e dei servizi in generale che passano da 1,41 a 5,64.
15. Le attività stimulate dall'investimento privato sono anche lo sbocco di mercato per le risorse umane qualificate attraverso la crescita del sistema della formazione ed istruzione a cui il sistema pubblico destina importanti quote di risorse finanziarie.
16. Nella fase di operatività a regime dell'impianto lo studio ha evidenziato un contributo stabile alla crescita del prodotto interno lordo locale pari al 15% dell'attuale tasso di crescita. L'impatto economico sul territorio, data la natura stessa dell'attività svolta, è inferiore a quello registrato nella fase di costruzione, comunque la domanda finale indotta nel sistema ammonta a circa 10 milioni di euro, a prezzi costanti ogni anno. Il moltiplicatore generale dell'impianto a regime è calcolato in 1,417, inferiore a quello calcolato per la fase di costruzione, ma sempre superiore a quello riferito allo scenario base. I settori coinvolti sono naturalmente quello dei trasporti per via dell'aumento delle attività portuali, della fabbricazione macchine e apparecchi meccanici ed elettrici in virtù dell'incremento delle attività di manutenzione, il settore dei servizi alle imprese. I consumi delle famiglie si trasformano invece in domanda per il settore del commercio e della ristorazione, dei servizi alla persona e dei servizi immobiliari.
17. I risultati dello scenario a regime indicano che l'occupazione indotta dall'attività del rigassificatore è di 405 unità costituite da 60 dipendenti diretti, 124 dipendenti del porto e 221 addetti aggiuntivi nelle attività indotte dal rigassificatore. Queste ultime sono in parte (121 unità) nel settore dei servizi e in parte (90 unità) nel settore industriale.



18. Il dato più importante tuttavia è che il tasso di produttività indotto dalla presenza dell'attività del rigassificatore nella sua operatività a regime è in grado di far crescere la produttività del sistema economico brindisino del 2,5% rispetto al dato generale registrato nel 2006.
19. Il valore aggiunto dell'attività del rigassificatore rappresenta lo 0,14% in termini reali del prodotto interno lordo locale. Pertanto nell'attività a regime si può ipotizzare che il sistema produttivo locale anziché diminuire dello 0,42% in termini reali, declini ad un tasso dello 0,26%. Il risultato finale indica che il 2014, preso a riferimento come primo anno dell'attività a regime del rigassificatore vedrebbe il prodotto interno lordo provinciale ad un livello compreso fra i 6.493,6 milioni di euro e i 6.508,9 milioni di euro a prezzi costanti, contro un valore previsto compreso fra i 5.398,3 milioni (senza investimenti pubblici) e i 6.349,9 milioni (con investimenti pubblici).
20. Infine, applicando all'economia del territorio il tasso di crescita previsto con le attività di investimento illustrati nei tre scenari discussi nel presente lavoro, si raggiungerebbe un livello di crescita che sarebbe dell'1,75% nell'ipotesi che si realizzassero solo gli investimenti previsti nella programmazione delle politiche pubbliche, mentre il tasso di crescita sarebbe del 2% se a questo si associasse anche l'investimento per la costruzione del rigassificatore, a dimostrazione che le difficoltà strutturali dell'economia della provincia risiedono nella bassa propensione alla realizzazione di investimenti di incremento di attività produttive.

## 1. La corsa mondiale al GNL: situazione attuale e politiche di approvvigionamento in Europa, Stati Uniti, Cina.

### 1.1. Il quadro internazionale e le previsioni del mercato del gas mondiale

Il mercato energetico nell'anno 2007 è stato caratterizzato da una forte crescita del prezzo del petrolio, che nel mese di novembre ha quasi raggiunto i US\$100 al barile, anche a causa del calo drammatico del dollaro americano. Di conseguenza, l'interesse per le fonti energetiche alternative al petrolio e quindi per la diversificazione delle fonti stesse è arrivato ad un livello senza precedenti. Il World Energy Outlook 2007 (WEO 2007) dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) conferma le previsioni di crescita sostenuta dei consumi mondiali di fonti energetiche primarie. Le previsioni mostrate nella fig. 1 possono essere così sintetizzate:

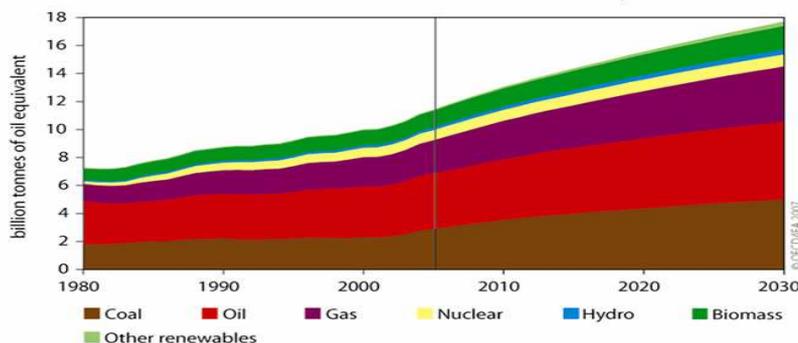
- sulla base delle tendenze in atto (*Reference Scenario*), entro il 2030 la domanda mondiale di energia aumenterà del 55% tra il 2005 e il 2030 (da 11.4 miliardi di tpe fino a 17.7 miliardi di tpe), con una crescita media annuale dell' 1.8%. Quasi tre quarti dell'incremento (74%) è da attribuire ai paesi in via di sviluppo (il 45% dell'aumento è riferibile alla Cina e all'India). La crescita media annuale stimata nel rapporto 2007 rappresenta anche un aumento rispetto alla previsione fatta nel rapporto 2006 pari all'1.6% annuo;
- i paesi in via di sviluppo rappresentano oggi il 41% del mercato energetico globale, nel 2015 tale quota si prevede in crescita fino al 47% per arrivare nel 2030 a rappresentare oltre la metà del mercato globale;
- sia i Paesi più industrializzati, ma in discreta misura anche Cina e India vedranno fortemente crescere la propria dipendenza energetica dalle importazioni di petrolio e gas naturale provenienti dall'area del Medio Oriente e del Nord Africa oltre che dalla Russia;
- la dipendenza dei paesi importatori dai flussi di petrolio e gas provenienti da un numero limitato di paesi produttori farà crescere nel breve termine i rischi per la sicurezza energetica. Il peso dei paesi OPEC nell'approvvigionamento mondiale di petrolio aumenterà dal 42% al 52% del 2030. i Paesi consumatori vedrebbero sempre più aumentare la loro dipendenza da un ridotto numero di Paesi, accrescendo i timori sulla sicurezza degli approvvigionamenti;
- inoltre, permane il rischio di forti aumenti nel prezzo degli idrocarburi con conseguenze negative per l'industria e i consumatori. L'aumento del prezzo del petrolio d'altra parte ha effetti sull'aumento dei prezzi del gas;
- i rischi derivanti da tale situazione, in termini di sicurezza energetica e di impatto ambientale porteranno, con ogni probabilità, i Governi occidentali all'adozione di politiche alternative maggiormente mirate ad uno sviluppo energetico più sostenibile, ovvero meno dipendente dagli idrocarburi. Infatti, soprattutto in Europa molta più attenzione è rivolta allo sviluppo di fonti di energia rinnovabili per aumentare la sicurezza e auto-sufficienza energetica e per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub>;
- tra le diverse fonti energetiche, per consumo e produzione mondiale, dopo il petrolio e il carbone, il gas naturale è al terzo posto. Secondo l'AIE il

petrolio vedrà ridurre il proprio peso sul totale dei consumi dal 35% del 2005 al 32% del 2030; mentre il carbone subirà un incremento nella domanda energetica dal 25% al 28%. La crescita della domanda di gas naturale sarà più modesta, dal 21% del 2005 al 22% al 2030;

- l'andamento del prezzo del petrolio che ha generato anche un aumento del costo del gas ha reso più competitivo il carbone sotto il profilo dei costi, specialmente per la generazione di elettricità. L'aumento del consumo di carbone nel periodo considerato sarà per oltre l'80% da attribuire a Cina e India. Nei paesi OECD, la crescita del carbone sarà molto lenta e la maggiore quota dell'incremento sarà da riferire agli Stati Uniti, che ha riserve enormi di questa fonte di energia;
- questo scenario è molto preoccupante per quanto concerne gli aspetti ambientali a causa dell'aumento considerevole di emissioni di CO<sub>2</sub> e può mettere in crisi la stessa sostenibilità a lungo termine del sistema energetico mondiale. Nello scenario di riferimento, le emissioni di CO<sub>2</sub> aumenteranno del 57% tra il 2005 e il 2030, con due terzi dell'aumento imputabile agli Stati Uniti, Cina, Russia e India;
- il gas naturale, da sempre considerato il combustibile privilegiato per la produzione di energia elettrica, sta assumendo crescente rilevanza tra i vari combustibili, specialmente in Europa, in considerazione sia della sua posizione geografica idonea a ricevere i diversi flussi di approvvigionamento di gas via gasdotti sia dalla Russia che dall'Asia centrale che dal Medio-Oriente e dal Nord Africa, sia dell'esistenza di giacimenti in Norvegia e in Danimarca. Con il GNL, c'è anche la possibilità da sfruttare i flussi che arrivano da paesi lontani, come la Nigeria, la Guinea Equatoriale, il Brunei, il Qatar e l'Indonesia. Sotto questo profilo il gas naturale rappresenta un'alternativa più che attraente.

Fig. 1. La domanda mondiale per l'energia primaria, WEO 2007

## World Primary Energy Demand in the Reference Scenario



Source: IEA/OECD, World Energy Outlook, 2007

La Tabella 1 mostra il consumo di gas naturale in diversi paesi del mondo dal 2000 al 2006. Nel 2006 il consumo mondiale ha raggiunto i 2850,8 miliardi di metri cubi (BCM), con una crescita del 2,5% rispetto all'anno precedente. Gli Stati Uniti sono il maggiore consumatore, con il 22% della domanda mondiale, seguiti dalla Russia (15,1%) e

dall'Iran (3,7%). In Europa il paese maggior consumatore di gas è il Regno Unito seguito dalla Germania. Elevata è anche la domanda del Giappone. L'Italia contribuisce per il 2,7% al consumo mondiale con una domanda di 77,1 BCM, che però evidenzia un calo del 2,1% dal 2005—finora l'anno con il consumo più elevato (78,7 BCM). Nel 2006 gli EU-27 rappresentavano il 17% dei consumi totali.

Guardando il tasso di crescita nel 2006, si vede che paesi come la Cina (21,6%), l'Irlanda (15,6%), che conta comunque per una piccola quota, la Grecia (15,2%), il Messico (13,6%), la Turchia (13,5%) e l'Egitto (11,4%) hanno mostrato aumenti significativi nel consumo del gas. Invece, i grandi consumatori europei, come il Regno Unito, l'Italia, la Francia, e i Paesi Bassi hanno visto un calo oppure una crescita minima (come avvenuto in Germania). Anche gli Stati Uniti registrano nel 2006 un calo della domanda (-1,7%). I paesi europei che evidenziano gli incrementi più significativi sono la Turchia, che ha visto raddoppiare la domanda tra il 2000 e il 2006 e la Spagna, grazie anche agli impianti di rigassificazione di cui dispongono: la Turchia ne ha 2, invece la Spagna ha sul suo territorio 6 impianti.

Tab 1 Consumo del Gas naturale, paesi selezionati 2000-2006

Billion cubic metres	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2006/2005	2006 share of total
USA	660,7	629,7	651,5	630,8	634,0	629,8	<b>619,7</b>	-1,7%	22,0%
Canada	83,0	82,8	85,6	92,2	92,6	91,4	<b>96,6</b>	5,7%	3,4%
Mexico	38,5	39,0	42,7	45,8	48,6	47,6	<b>54,1</b>	13,6%	1,9%
<b>Total N. America</b>	<b>782,2</b>	<b>751,6</b>	<b>779,7</b>	<b>768,8</b>	<b>775,2</b>	<b>768,8</b>	<b>770,3</b>	<b>0,1%</b>	<b>27,3%</b>
<b>Total S. &amp; C. America</b>	<b>94,0</b>	<b>98,9</b>	<b>100,7</b>	<b>105,3</b>	<b>117,0</b>	<b>125,8</b>	<b>130,6</b>	<b>3,9%</b>	<b>4,6%</b>
Austria	8,1	8,6	8,5	9,4	9,5	10,0	<b>9,4</b>	-6,0%	0,3%
Belarus	16,2	16,1	16,6	16,3	18,5	18,9	<b>19,6</b>	3,4%	0,7%
Belgium & Lux.	14,9	14,6	14,8	16,0	16,5	16,6	<b>17,0</b>	2,4%	0,6%
Czech Republic	8,3	8,9	8,7	8,7	8,7	8,5	<b>8,5</b>	-0,3%	0,3%
Denmark	4,9	5,1	5,2	5,2	5,2	5,0	<b>5,1</b>	1,8%	0,2%
France	39,7	41,7	41,7	43,3	44,5	45,8	<b>45,2</b>	-1,5%	1,6%
Germany	79,5	82,9	82,6	85,5	85,9	86,2	<b>87,2</b>	1,1%	3,0%
Greece	2,0	2,0	2,1	2,4	2,7	2,8	<b>3,2</b>	15,2%	0,1%
Hungary	10,7	11,9	11,8	12,9	12,8	13,2	<b>12,5</b>	-4,9%	0,4%
Rep. of Ireland	3,8	4,0	4,1	4,1	4,1	3,9	<b>4,5</b>	15,6%	0,2%
<b>Italy</b>	<b>64,9</b>	<b>65,0</b>	<b>64,6</b>	<b>70,9</b>	<b>73,6</b>	<b>78,7</b>	<b>77,1</b>	<b>-2,1%</b>	<b>2,7%</b>
Netherlands	39,2	39,1	39,3	40,3	41,1	39,5	<b>38,3</b>	-3,0%	1,3%
Norway	4,0	3,8	4,0	4,3	4,6	4,5	<b>4,4</b>	-1,4%	0,2%
Poland	11,1	11,5	11,2	11,2	13,1	13,6	<b>13,7</b>	0,6%	0,5%
Portugal	2,4	2,6	3,1	3,0	3,8	4,2	<b>4,1</b>	-3,9%	0,1%
Romania	17,1	16,6	17,2	18,3	17,5	17,3	<b>17,0</b>	-1,7%	0,6%
Russian Fed.	377,2	372,7	388,9	392,9	401,9	405,1	<b>432,1</b>	6,7%	15,1%
Slovakia	6,5	6,9	6,5	6,3	6,1	6,6	<b>5,5</b>	-16,0%	0,2%
Spain	16,9	18,2	20,8	23,6	27,4	32,4	<b>33,4</b>	3,2%	1,2%
Turkey	14,6	16,0	17,4	20,9	22,1	26,9	<b>30,5</b>	13,5%	1,1%
Ukraine	73,1	70,9	69,8	68,0	72,9	72,9	<b>66,4</b>	-8,8%	2,3%
United Kingdom	96,9	96,4	95,1	95,3	97,0	95,1	<b>90,8</b>	-4,5%	3,2%
Uzbekistan	47,1	51,1	52,4	47,2	44,8	44,0	<b>43,2</b>	-1,9%	1,5%
<b>Total Europe / Eurasia*</b>	<b>1013,5</b>	<b>1025,5</b>	<b>1045,6</b>	<b>1070,5</b>	<b>1101,2</b>	<b>1125,3</b>	<b>1146,3</b>	<b>1,9%</b>	<b>40,1%</b>
Iran	62,9	70,2	79,2	82,9	93,4	102,4	<b>105,1</b>	2,7%	3,7%
Saudi Arabia	49,8	53,7	56,7	60,1	65,7	71,2	<b>73,7</b>	3,5%	2,6%

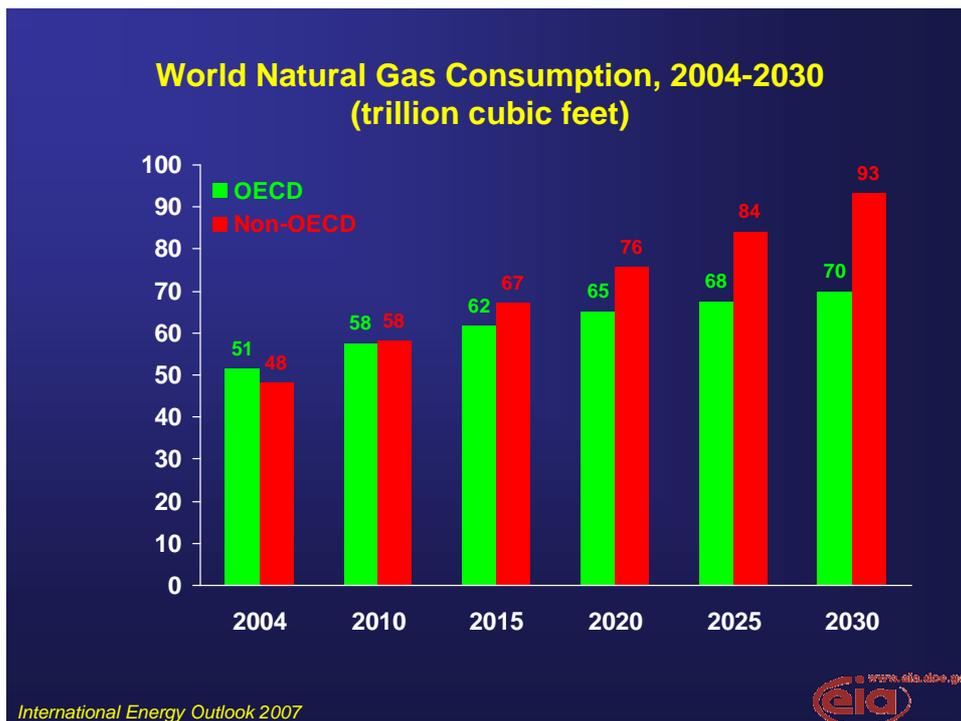
UAE	31,4	32,3	36,4	37,9	40,2	41,3	41,7	1,0%	1,5%
<b>Total Middle East*</b>	<b>185,4</b>	<b>198,4</b>	<b>215,1</b>	<b>226,1</b>	<b>252,8</b>	<b>276,8</b>	<b>289,3</b>	<b>4,5%</b>	<b>10,1%</b>
<b>Total Africa</b>	<b>55,2</b>	<b>59,1</b>	<b>60,1</b>	<b>65,2</b>	<b>69,6</b>	<b>71,8</b>	<b>75,8</b>	<b>5,5%</b>	<b>2,6%</b>
China	23,8	26,8	28,6	33,2	38,9	45,7	55,6	21,6%	1,9%
India	26,9	27,2	28,7	29,9	34,2	38,1	39,7	4,3%	1,4%
Indonesia	32,3	33,5	34,5	33,4	35,1	37,5	39,6	5,6%	1,4%
Japan	74,9	76,6	75,2	82,6	77,9	79,0	84,6	7,0%	3,0%
<b>Total Asia Pacific*</b>	<b>297,8</b>	<b>316,2</b>	<b>329,0</b>	<b>354,0</b>	<b>380,3</b>	<b>411,8</b>	<b>438,5</b>	<b>6,5%</b>	<b>15,3%</b>
<b>TOTAL</b>									
<b>WORLD</b>	<b>2428,0</b>	<b>2449,7</b>	<b>2530,2</b>	<b>2589,8</b>	<b>2696,0</b>	<b>2780,3</b>	<b>2850,8</b>	<b>2,5%</b>	<b>100,0%</b>
EU 27 #	440,4	449,9	451,1	471,2	483,8	494,0	487,4	-1,3%	17,0%

Notes: Annual changes and shares of total are calculated in million tonnes oil equivalent figures.

Fonte: BP World Energy Statistics, 2007

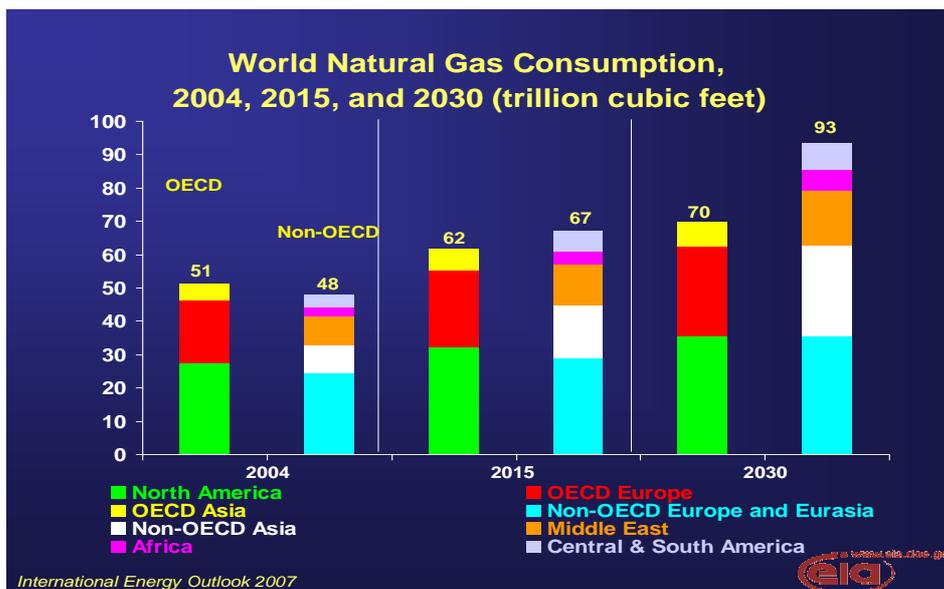
In futuro, la domanda è attesa in aumento in particolare nei paesi in via di sviluppo. Secondo le previsioni pubblicate dalla Energy Information Agency dal Department of Energy degli Stati Uniti (EIA, 2007), entro il 2010 il consumo di gas dei paesi non-OECD supererà quello dei paesi OECD. Al 2030, è previsto che la domanda del gas in questi paesi (93 TCF) sarà del 32,8% più elevata della domanda dei paesi OECD (70 TCF) e quasi il doppio del livello del 2004.

Fig. 2. Previsione del Consumo Mondiale del Gas Naturale, 2004-2030



Saranno i paesi "Non-OECD Asia", come la Cina e India a registrare la crescita più sostenuta, comunque anche nel Medio-Oriente e nei paesi "Non-OECD Europe and Asia" la crescita sarà significativa.

Fig. 3. Il consumo mondiale di gas naturale, 2004, 2015 e 2030



In una situazione di domanda mondiale crescente, la sicurezza energetica diventa sempre più importante, specialmente in un futuro caratterizzato da forti incertezze per l'approvvigionamento. Per sicurezza energetica dei paesi consumatori si intende un approvvigionamento di risorse stabile, abbondante e relativamente a buon mercato. L'incertezza legata alle forniture può inoltre assumere una valenza politica nel momento in cui vi sia un uso delle risorse energetiche come arma di pressione politica. Nella ricerca di un equilibrio tra sviluppo sostenibile e sicurezza degli approvvigionamenti, il gas è sicuramente la fonte energetica che più di altre può rivestire una funzione essenziale. Da un lato, infatti, per le sue caratteristiche chimico-fisiche e per la sua possibilità di impiego in tecnologie ad alta efficienza e basse emissioni e per la sua possibilità di trasporto in reti sotterranee può dare un contributo importante al miglioramento della qualità dell'ambiente. Dall'altro lato, il fatto che le sue riserve siano meno concentrate geograficamente, rispetto a quelle del petrolio, e che in forma liquefatta possa essere trasportato via mare, in alternativa alle pipeline, permette di diversificare le vie di approvvigionamento e di rendere meno drammatica l'eventualità di una crisi delle forniture. Sulla base di tali considerazioni la maggior parte dei governi sono consapevoli dell'importanza strategica della diversificazioni delle fonti di energia e delle vie di approvvigionamento, e promuovono in misura crescente la costruzione di impianti di liquefazione e di rigassificazione del gas naturale liquido.

La tabella 2 mostra le stime della BP<sup>1</sup> delle riserve di gas mondiali, cioè la parte dell'energia economicamente utilizzabile. Al di là dei dubbi sulla reale consistenza e disponibilità delle risorse stimate nelle diverse aree geografiche, i paesi che dispongono delle riserve più vaste sono la Russia con il 26.3% delle riserve mondiali, l'Iran con il 15.5% e il Qatar con circa il 14%. Le riserve mondiali (proved reserves)<sup>2</sup> alla fine del 2006 erano stimate in 181,46 mila TCM con una previsione di 63,3 anni di produzione al livello attuale (R/P ratio). La tabella insieme all'indicazione dei paesi con le maggiori riserve nel mondo (e loro R/P ratio), mostra i paesi attualmente esportatori di GNL (in verde) e quelli potenzialmente esportatori (in azzurro). L'Egitto è recentemente diventato paese esportatore di GNL: nel luglio del 2005 è partito il primo cargo dal terminal di Idku diretto verso l'impianto di rigassificazione francese di Montoir

<sup>1</sup> BP website [www.bp.com](http://www.bp.com)

<sup>2</sup> Proved reserves—sono considerate le quantità commerciabili nel futuro sotto condizioni esistenti nel presente.

de Bretagne (Gaz de France). Il gas proveniente dall'Egitto dovrebbe in futuro rifornire anche l'impianto di rigassificazione di Brindisi. Altri nuovi esportatori di GNL sono la Norvegia e la Guinea Equatoriale che hanno cominciato a fornire i primi carichi di GNL nel 2007. La Russia inizierà nel 2008 ad esportare le prime quantità di GNL dall'impianto sull'isola di Sakhalin nell'Estremo Oriente russo, l'impianto è in fase di test.

Tab. 2 Riserve di gas naturale per paese (maggiore riserve), 2006

Paese	Proved Reserves fine 2006 (tcf)	% del mondiale	totale R/P ratio
<b>Totale Mondiale*</b>	<b>181,46</b>	<b>100.0</b>	<b>63,3</b>
Russia	47,65	26,3	77,8
Iran	28,13	15,5	>100
Quatar	25,36	14,0	>100
Arabia Saudita	7,07	3,9	96,0
United Arab Emirates (UAE)	6,06	3,3	>100
USA	5,93	3,3	11,3
Nigeria	5,21	2,9	>100
Algeria	4,50	2,5	53,3
Venezuela	4,32	2,4	>100
Iraq	3,17	1,7	>100
Kazakhstan	3,00	1,7	>100
Norvegia	2,89	1,6	33,0
Turkmenistan	2,86	1,6	46,0
Indonesia	2,63	1,5	35,6
Australia	2,61	1,4	67,0
Malaysia	2,48	1,4	41,2
Cina	2,45	1,3	41,8
Egitto	1,94	1,1	43,3
Uzbekistan	1,87	1,0	33,7
Kuwait	1,78	1,0	>100
Canada	1,67	0,9	8,9
Azerbaijan	1,35	0,7	>100
Paesi Bassi	1,35	0,7	21,8
Libia	1,32	0,7	88,9
Ucraina	1,10	0,6	57,7
Oman	0,98	0,5	39,0
Pakistan	0,80	0,4	26,0
Bolivia	0,74	0,4	66,3
Romania	0,63	0,3	51,7
Myanmar	0,54	0,3	40,1
Trinidad & Tobago	0,53	0,3	15,1
Yemen	0,49	0,3	>100
Regno Unito	0,48	0,3	6,0
<b>ITALIA</b>	<b>0,16</b>	<b>0,1</b>	<b>14,5</b>

I paesi evidenziato in verde sono attualmente esportatori di GNL, quelli in celeste sono potenziali esportatori di GNL.\*comprende anche paesi come Brunei e la Guinea Equatoriale che sono esportatori di GNL e paesi come Perù e Angola che sono potenziali esportatori di GNL.

Fonte: elaborazioni Nomisma su dati BP, 2007.

I paesi europei con le riserve più ampie sono la Norvegia, i Paesi Bassi, l'Ucraina e il Regno Unito, tuttavia se si osservano le proporzioni R/P, emergono delle criticità, specialmente nel caso del Regno Unito che ha un R/P di solo 6 anni, se nessuna riserva nuova viene scoperta, e i Paesi Bassi con un R/P di meno di 22 anni. Il Regno Unito è recentemente diventato importatore di GNL (2005). Anche la Danimarca (attualmente esportatore di gas) e la Germania si trovano in una situazione di esaurimento entro il prossimo decennio. Nel futuro, almeno per qualche decennio, la Russia diventerà uno dei maggiori esportatori di gas.



Nel contesto mondiale, l'Italia possiede riserve di gas (0,16 TCM) e un R/P (14,5) leggermente più alto di paesi come la Germania, ma se non verranno scoperti nuovi giacimenti, le riserve si esauriranno intorno al 2021. Nel 2006 l'Italia conta solo per lo 0,1% delle riserve e per lo 0,4% della produzione mondiale, è infatti un paese importatore di grandi quantità di gas e gli indicatori mostrano una crescente dipendenza dalle importazioni nei prossimi anni.

Criticità per l'approvvigionamento di gas si osservano anche in paesi come gli Stati Uniti (R/P di 11,3), il Canada (R/P di solo 8,9) anche se i grandi territori di questi paesi ancora inesplorati e le nuove tecniche di esplorazione (nel Golfo di Messico, Alaska e nel mare Artico) e di estrazione, rendono molto concreta la possibilità di scoperte di nuove riserve. Gli alti consumi energetici in ogni caso fanno prevedere per gli Stati Uniti una situazione di crescente dipendenza dalle importazioni di gas, in particolare dal Canada (che viene considerato il supplier più affidabile).

Nel 2006, la produzione mondiale di gas naturale ha raggiunto i 2.865,3 miliardi di metri cubi (BCM), con un aumento del 3% dal 2005. Tale media nasconde il calo evidenziato dalla maggior parte dei produttori europei e la forte crescita di produzione (anche oltre il 25%) in paesi come Oman, Libia e Nigeria. Dall'osservazione dei dati della produzione del 2006 emergono alcune considerazioni:

- i paesi con le riserve più alte non sono sempre quelli con la produzione maggiore (tranne la Russia), ad esempio il Qatar è terzo per le riserve, ma non entra neanche nella top 10 dei produttori;
- gli Stati Uniti sono il secondo produttore nel mondo (con il 18,5% del totale), dopo la Russia, ma stanno per esaurire rapidamente le riserve. La situazione è seria anche per quanto riguarda la Canada, il terzo produttore (6,5%);
- alcuni paesi, attualmente esportatori di GNL, hanno una produzione relativamente bassa, diversamente da altri paesi produttori che però registrano un consumo interno più elevato;
- tre paesi europei presenti nella top 10 dei paesi produttori di gas naturale nel mondo troviamo la Norvegia (n. 5), il Regno Unito (n. 7) e i Paesi Bassi (n. 9), ma sono posizioni non sostenibili in mancanza di nuove scoperte. La Norvegia ha le migliori probabilità di trovare nuove riserve. Recentemente il Regno Unito ha cessato di essere esportatore netto di gas, una situazione che fra poco toccherà anche alla Danimarca, che alla fine di 2006 aveva un R/P di solo 7,4 (BP, 2007);
- quasi tutti i paesi produttori europei (tranne la Norvegia e la Romania) hanno registrato cali di produzione nel 2006, in alcuni casi anche particolarmente significativi, come nel caso del Regno Unito (-8,6%) e dell'Italia (-9,0%). In considerazione delle riserve esistenti, sono attese ulteriori riduzioni della produzione. Solo paesi come la Norvegia (recentemente diventato produttore di GNL), la Romania e l'Ucraina potranno mantenere l'attuale livello di produzione per diversi decenni, anche se nel caso della Romania e Ucraina saranno necessari investimenti considerevoli per sviluppare le risorse. La Norvegia sta esplorando i fondali marini nel territorio artico e nella zona del Mare di Barents, la scoperta di eventuali giacimenti nell'area permetterà di alimentare il nuovo impianto di GNL vicino a Hammerfest, nell'estremo nord del paese.

Tab. 3. Produzione di gas naturale: produttori selezionati, 2006 (BCM)

Country	2005 (BCM)	2006 (BCM)	2006/2005	share/total
USA	511,8	<b>524,1</b>	2,3%	18,5%
Canada	185,9	<b>187,0</b>	0,6%	6,5%

Mexico	39,2	<b>43,4</b>	10,6%	1,5%
<b>Total North America</b>	<b>736,9</b>	<b>754,4</b>	<b>2,3%</b>	<b>26,5%</b>
Argentina	45,6	<b>46,1</b>	1,0%	1,6%
Bolivia	10,4	<b>11,2</b>	7,2%	0,4%
Trinidad & Tobago	30,3	<b>35,0</b>	15,6%	1,2%
Venezuela	28,9	<b>28,7</b>	-1,0%	1,0%
<b>Total S. &amp; Cent. America</b>	<b>137,9</b>	<b>144,5</b>	<b>4,7%</b>	<b>5,0%</b>
Azerbaijan	5,3	<b>6,3</b>	18,0%	0,2%
Denmark	10,4	<b>10,4</b>	-0,3%	0,4%
Germany	15,8	<b>15,6</b>	-1,2%	0,5%
<i>Italy</i>	<i>12,1</i>	<i>11,0</i>	<i>-9,0%</i>	<i>0,4%</i>
Kazakhstan	23,3	<b>23,9</b>	2,7%	0,8%
Netherlands	62,9	<b>61,9</b>	-1,6%	2,2%
Norway	85,0	<b>87,6</b>	3,1%	3,0%
Romania	12,1	<b>12,1</b>	0,2%	0,4%
Russian Federation	598,0	<b>612,1</b>	2,4%	21,3%
Turkmenistan	58,8	<b>62,2</b>	5,9%	2,2%
Ukraine	19,4	<b>19,1</b>	-1,7%	0,7%
United Kingdom	87,5	<b>80,0</b>	-8,6%	2,8%
Uzbekistan	55,0	<b>55,4</b>	0,8%	1,9%
<b>Total Europe &amp; Eurasia</b>	<b>1060,0</b>	<b>1072,9</b>	<b>1,2%</b>	<b>37,3%</b>
Iran	100,9	<b>105,0</b>	4,1%	3,7%
Kuwait	12,3	<b>12,9</b>	4,9%	0,4%
Oman	19,8	<b>25,1</b>	27,0%	0,9%
Qatar	45,8	<b>49,5</b>	8,1%	1,7%
Saudi Arabia	71,2	<b>73,7</b>	3,5%	2,6%
United Arab Emirates	47,0	<b>47,4</b>	0,9%	1,6%
<b>Total Middle East</b>	<b>317,5</b>	<b>335,9</b>	<b>5,8%</b>	<b>11,7%</b>
Algeria	88,2	<b>84,5</b>	-4,3%	2,9%
Egypt	34,6	<b>44,8</b>	29,3%	1,6%
Libya	11,3	<b>14,8</b>	31,0%	0,5%
Nigeria	22,4	<b>28,2</b>	25,9%	1,0%
<b>Total Africa</b>	<b>164,8</b>	<b>180,5</b>	<b>9,5%</b>	<b>6,3%</b>
Australia	37,1	<b>38,9</b>	4,7%	1,4%
Brunei	11,5	<b>12,3</b>	6,5%	0,4%
China	50,0	<b>58,6</b>	17,2%	2,0%
India	32,1	<b>31,8</b>	-1,0%	1,1%
Indonesia	73,8	<b>74,0</b>	0,3%	2,6%
Malaysia	59,9	<b>60,2</b>	0,4%	2,1%
Pakistan	29,3	<b>30,7</b>	4,8%	1,1%
<b>Total Asia Pacific</b>	<b>362,6</b>	<b>377,1</b>	<b>4,0%</b>	<b>13,1%</b>
<b>TOTAL WORLD</b>	<b>2779,8</b>	<b>2865,3</b>	<b>3,0%</b>	<b>100,0%</b>

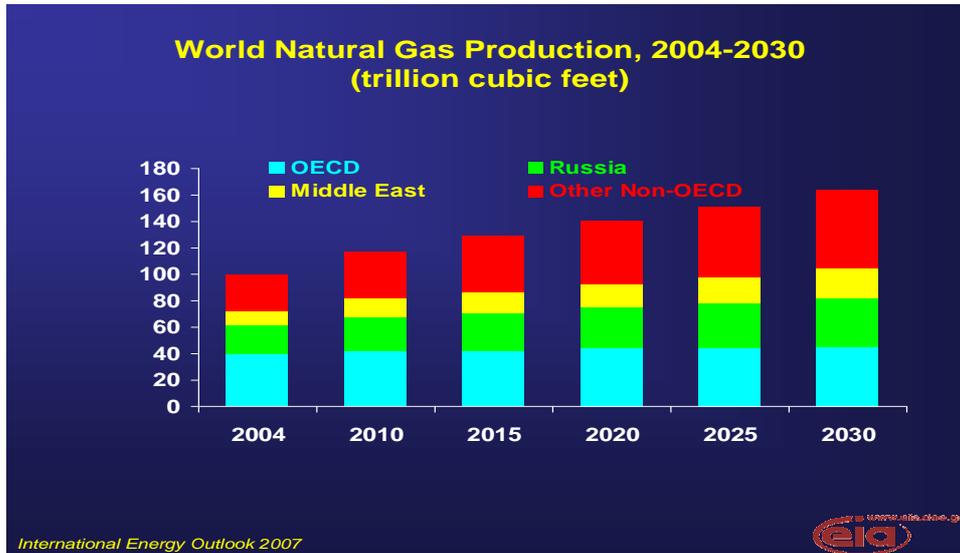
\* Excluding gas flared or recycled.

**Notes: Annual changes and shares of total are calculated in million tonnes oil equivalent figures.**

Fonte: BP, 2007

Per quanto riguarda le previsioni di produzione di gas, i maggiori incrementi si registreranno in Russia, in Medio-Oriente e in altri paesi non-OECD. Nella Figura 4, si osserva un aumento totale della produzione di gas naturale del 65% (da 98,9 tcf a 163,3 tcf). La produzione di gas dei paesi OECD continuerà a registrare livelli quasi statici fino al 2030 (con una variazione di solo lo 0,4% nel periodo considerato). Quindi per i paesi OECD le attese sono di una crescita significativa delle importazioni.

Fig. 4 Previsione della produzione di gas naturale, 2004-2030



La tabella 4 riporta i dati quantitativi delle esportazioni e importazioni mondiali nel 2006. I principali paesi esportatori di GNL, in cui sono localizzati gli impianti di liquefazione sono Qatar, Indonesia, Malesia, ed Algeria, che nel 2006 hanno esportato il 53,7% del totale delle esportazioni di GNL. Altri importanti paesi esportatori sono l'Australia, la Nigeria, Trinidad & Tobago e l'Egitto. L'ultimo è diventato un fornitore di gas non solo per l'Europa, ma anche per il Nord America e diversi paesi asiatici. Rispetto al 2004, in particolare, sono aumentate le esportazioni dall'Egitto, dal Qatar, dalla Malesia, da Trinidad e dall'Australia, dove sono entrati recentemente in funzione nuovi impianti di liquefazione. I paesi importatori sono soprattutto in Asia, che insieme nel 2006 hanno assorbito il 64% del totale delle importazioni. Il Giappone, da solo, con i suoi 28 impianti di rigassificazione, di cui 4 localizzati nella Baia di Tokio, ha importato quasi il 39% del totale. Il resto è destinato principalmente ai paesi dell'Europa Occidentale e agli USA. I maggiori esportatori di GNL si trovano in Medio-Oriente, in Africa e nel bacino del Pacifico. In Norvegia solo recentemente è entrato in funzione il primo impianto europeo di liquefazione, d'altra parte si tratta di un'area servita da gasdotti. Comunque anche la Russia sta per diventare un esportatore di GNL, probabilmente verso i mercati asiatici e della costa pacifica degli USA.

Tab. 4 Importazioni ed esportazioni di GNL nel mondo, 2006

LNG Exporters, 2006*			LNG Importers, 2006		
Pacific Basin	BCM	% del totale	Pacific Basin	BCM	% del totale
Indonesia (1977)	29,57	14,0%	Giappone (1969)	81,86	38,8%
Malasia (1983)	28,04	13,3%	Sud Corea (1986)	34,14	16,2%
Australia (1989)	18,03	8,5%	Taiwan (1990)	10,2	4,8%
Brunei (1972)	9,81	4,6%	India (2001)	7,99	3,8%
USA (1969)	1,72	0,8%	Cina (2006)	1,00	0,5%
<b>M. East/ Africa</b>			<b>Europe</b>		
Algeria (1964)	24,68	11,7%	Spagna (1970)	24,42	11,6%
Egitto (2005)	14,97	7,1%	Grecia (1999)	0,49	0,2%

Libia (1971)	0,72	0,3%	Francia (1972)	13,88	6,6%
Oman (2000)	11,54	5,5%	Italia (1979)	3,1	1,5%
Nigeria (1999)	17,58	8,3%	Turchia (1994)	5,72	2,7%
Qatar (1996)	31,09	14,7%	Belgio (1987)	4,28	2,0%
UAE (1977)	7,08	3,4%	Regno Unito (2005)	3,56	1,7%
			Portogallo (2003)	1,79	0,8%
<b>Caribbean</b>			<b>N. America / Caribbean</b>		
Trinidad & Tobago (1999)	16,25	7,7%	Messico (2006)	0,94	0,4%
			Puerto Rico (2000)	0,72	0,3%
			Rep. Dominicana (2003)	0,25	0,1%
			USA (1971)	16,56	7,8%
<b>TOTALE</b>	<b>211,08</b>		<b>TOTALE</b>	<b>211,08</b>	

\*nel 2007 la Norvegia e la Guinea Equatoriale sono diventati esportatori di GNL.

Fonte: Elaborazioni Nomisma su BP, Statistical Review of World Energy, 2007 and 2005, California Energy Commission, aggiornamenti Nomisma dal sito [www.wergy.com](http://www.wergy.com).

La California Energy Commission (CEC) ha condotto un'analisi dettagliata sul tema GNL, il risultato è una rassegna piuttosto completa ed aggiornata di informazioni e dati molto utili che riguardano anche il numero degli impianti. Nel 2007, nel mondo ci sono oltre 30 impianti attivi di liquefazione (on e offshore) in 15 paesi - 16, se quello nuovo di Sakhalin viene considerato operativo, anche se le esportazioni cominceranno solo nel 2008 (tab. 5). Gli impianti di rigassificazione (on o offshore) sono circa 60, localizzati in 17 paesi diversi. Il Giappone, con un totale di 28 impianti (altri 4 sono in fase di progettazione), è leader mondiale nell'uso del GNL. La BP stima che entro il 2010 il GNL costituirà più del 11% degli approvvigionamenti del gas e più del 25% di tutti flussi di gas commercializzato a livello internazionale.

Tab. 5 Impianti di liquefazione nel mondo, 2007

Paese	Impianto	Proprietario	N. di trains	Capacity (mty) <sup>3</sup>	Inizio di operazione
<b>Africa</b>					
Algeria	Arzew GL-1Z (Bethouia)	Sonatrach	6	7,95	1978
Algeria	Arzew GL-2Z (Bethouia)	Sonatrach	6	8,40	1981
Algeria	Arzew GL-4Z (Camel)	Sonatrach	3	0,90	1964
Algeria	Skikda GL-1k, Phase 1	Sonatrach	3	2,80	1972
Algeria	Skikda GL-1k, Phase 2	Sonatrach	3	3,00	1981
Egitto	Egyptian LNG	Bechtel / Phillips / BG	1	3,60	2005
Egitto	SEGAS Damietta	SEGAS	1	5,60	2005
Guinea Equatoriale	Punta Europa	Sonagas., Marathon	5	4,4	2007
Libya	Marsa El Brega	NOC (Sirte Oil company)	3	2,30	1970
Nigeria	Bonny Island, T1&T2	Nigerian LNG Ltd	2	5,90	1999
Nigeria	Bonny Island, T3	Nigerian LNG Ltd	1	2,95	2002
<b>Asia/Pacific Basin</b>					
Australia	NWS Australian LNG	Woodside Petroleum PTY Ltd	2	5,00	1989
Australia	NWS Australian LNG	Woodside Offshore Petroleum PTY Ltd	1	2,50	1992
Australia	NWS Australian LNG	Woodside Offshore Petroleum PTY Ltd	1	4,20	2004
Brunei	Lumut 1	Brunei LNG	5	7,20	1972
Indonesia	Arun, Phase 1	PT Arun NGL	3	2,00	1978
Indonesia	Arun, Phase 1	PT Arun NGL	2	4,00	1983
Indonesia	Arun, Phase 1	PT Arun NGL	1	2,00	1986

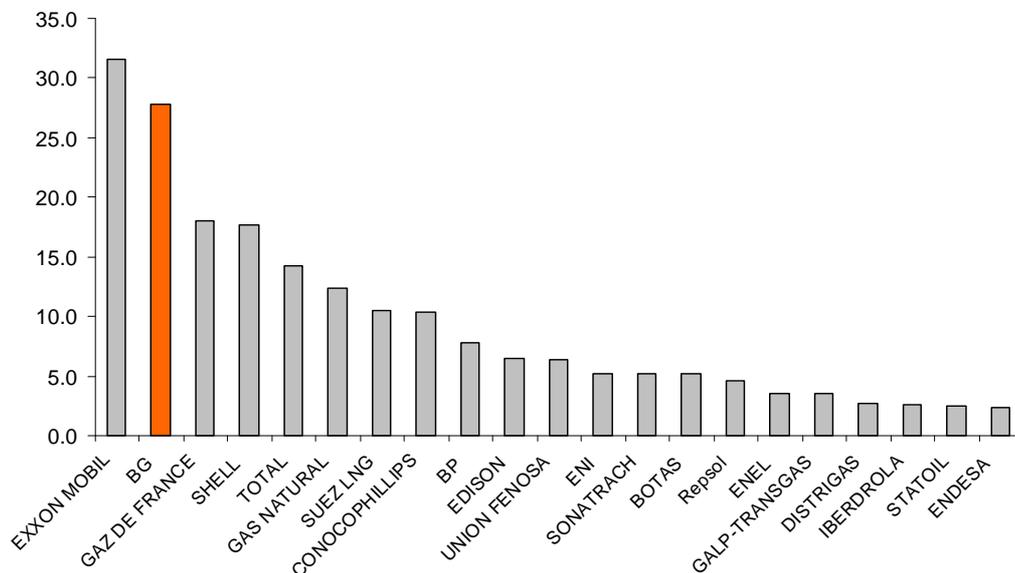


Indonesia	Bontang A-H (Kalimantan)	PT Badak NGL	8	22,59	1977-1999
Malaysia	Bimtulu MLNG 1	Petronas, Shell, Mitsubishi	3	8,10	1983
Malaysia	Bimtulu MLNG 2 (Dua)	Petronas, Shell, Mitsubishi, Sarawak	3	7,80	1994
Malaysia	Bimtulu MLNG 3 (Tiga)	Petronas, Shell, Mitsubishi, Sarawak	2	6,80	2003
<b>Medio-oriente</b>					
Oman	OLNG (Qualhat)	Oman LNG	2	6,60	2000
Qatar	Qatargas 1 T1-T3	Qatargas	3	8,30	1997
Qatar	Ragas 1 (Ras Laffam)	Ragas	2	6,60	1999
Qatar	Ragas 2 (Ras Laffam) T1	Ragas	1	4,70	2004
United Arab Emirates	ADGAS (Das island I&II)	ADGAS	3	8,60	1977 / 1994
<b>Nord America</b>					
USA (Alaska)	Kenai	Conoco Phillips	1	1.50	1969
<b>Sud America/Caraibi</b>					
Trinidad & Tobago		Atlantic LNG	1	3,30	1999
Trinidad & Tobago		Atlantic LNG	2	6,60	2002/2003
<b>Europa/Russia</b>					
Norvegia	Snøhvit, Hammerfest, Melkoya Island	Statoil ASA	1	4,1 – 4,2	2007
Russia	Prigorodnoye, Sakhalin	Sakhalin Energy (Gazprom, Royal Dutch Shell, Mitsui, Mitsubishi)	2	4,8 (4,8 da completare)	2007 / 2008 (train 2)

Fonte: vari, California Energy Commission, Petroleum Economist, [www.wergy.com](http://www.wergy.com)

I principali attori del mercato comprendono le maggiori compagnie che operano nell'upstream del gas nel bacino dell'Atlantico. I volumi più grandi sono stati contrattualizzati dalla Exxon Mobil, dalla British Gas, da Gas de France, Shell e Total.

Fig 5. I principali operatori del Bacino Atlantico (volume GNL contrattualizzati), 2007\*



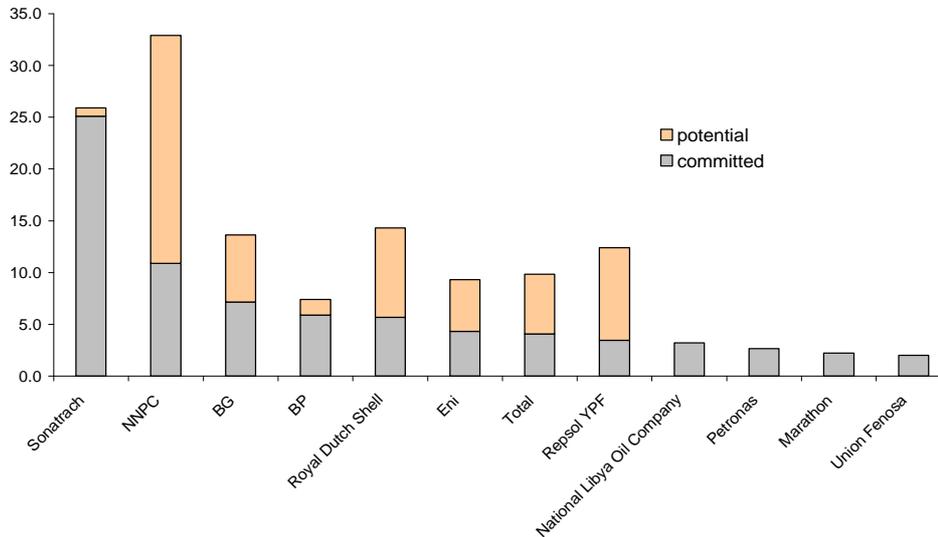
\*assunzioni: la maggiore parte dei contratti sono sales and purchasing agreements (SPAs), ma per alcuni dei progetti non ancora operativi senza FID, sono inclusi anche non-binding heads of agreements o MoU; se il contratto considera flessibilità di volume il dato riportato è la massima capacità contrattuale.

Fonte: CERA, 2007

Per quanto riguarda la capacità di liquefazione nel bacino dell'Atlantico, la maggiore capacità operativa e contrattualizzata è detenuta dalla Sonatrach, che è attualmente il maggiore fornitore di GNL dell'Italia. La compagnia Nigeriana NNPC ha la seconda

capacità operativa e un potenziale enorme che arriva fino a 32-33 mmtpa, grazie anche a quattro progetti di espansione o nuove costruzioni (Tab. 6).

Fig. 6. I principali operatori GNL del Bacino Atlantico: capacità di liquefazione contrattualizzata (committed\*) e attesa (potential) dei principali operatori del Bacino Atlantico (mmtpa).



\*capacità operativa ad oggi + capacità già contrattualizzata  
Fonte: CERA, 2007

Tab. 6 Impianti di rigassificazione nel mondo

Paese	Impianto	Proprietario	No. Di serbatoi	storage capacity (m3)	anno di inizio operazione
<b>Europa</b>					
Belgio	Zeebrugge	Fluxys	3	261.000	1987 (2007)
Francia	Fos-sur-Mer	Gaz de France	2	150.000	1972
Francia	Montoir-de-Bretagne	Gaz de France	2	360.000	1980
Francia	Fos-Cavaou	Gaz de France	3		inizio 2008 (completa fine 2007)
Grecia	Revithoussa	DEPA	2	130.000	1999 (2007?)
Italia	Panigaglia	SNAM Rete Gas	2	100.000	1971
Portogallo	Sines	Transgas	2	240.000	2003
Spagna	Barcelona	Engas	4	240.000	1970
Spagna	Huelva	Engas	3	160.000	1988 (fine 2008)
Spagna	Cartagena	Engas	2	160.000	1989
Spagna	Bilbao	Repsol, BP Amoco, Iberdrola, EVE	2	300.000	2003
Spagna	Sagunto	Planta de rigasification de Sagunto SA			2006
Spagna	El Ferrol (Mugaridos)	Regasificadora del Noreste SA			fine 2006
Turchia	Marmara Ereglisi	Botas	3	255.000	1994
Turchia	Aliaga (Izmir)	Egegaz	2	280.000	2003
Regno Unito	Isle of Grain	Grain LNG Limited	4	200.000	2005 (fine 2008)
Regno Unito	Teeside Gasport	Excelerate			2007



(offshore)

**Asia/Pacifico**

		Guangdong Dapeng LNG Co (CNOOC Gas & Power Ltd. ,BP, Shenzhen Gas Corp., et.al.)			2006
China	Shengzhen, Guangdong				
India	Dahej (Gujarat)	Petronet LNG Ltd.	2	320.000	2004
India	Hazira (Gujarat)				
India	Dabhol				
Giappone	Shin Minato	Sendai Gas	1	80.000	1997
Giappone	Higashi Niigata	Tohoku Electric	8	720.000	1984
Giappone	Futtsu	Tokyo Electric	8	860.000	1985
Giappone	Sodegaura Higashi	Tokyo Electric, Tokyo Gas	35	2.660.000	1973
Giappone	Ohgishima	Tokyo Electric	9	540.000	1984
Giappone	Ohgishima	Tokyo Gas	3	600.000	1998
Giappone	Negishi	Tokyo Gas, Tokyo Electric	16	1.250.000	1969
Giappone	Sodeshi Shimizu	Shimizu LNG, Shizuoka Gas	2	177.200	1996
Giappone	Chita Kyodo	Chubu Electric, Toho Gas	4	300.000	1977
Giappone	Chita LNG	Chita LNG - Chubu Electric, Toho Gas	7	640.000	1983
Giappone	Yokkaichi LNG Center	Toho Gas	4	320.000	1987
Giappone	Yokkaichi Works	Chubu Electric	2	160.000	1991
Giappone	Kawagoe	Chubu Electric	4	480.000	1997
Giappone	Senboku I	Osaka Gas	4	180.000	1972
Giappone	Senboku II	Osaka Gas	18	1.510.000	1972
Giappone	Himeji	Osaka Gas	7	520.000	1977
Giappone	Himeji Joint	Osaka Gas, Kansai Electric	7	1.440.000	1984
Giappone	Hatsukaichi	Hiroshima Gas	1	170.000	1996
Giappone	Yanai	Chuboku Electric	6	480.000	1990
Giappone	Ohita	Ohita LNG - Kyushu Electric, Kyushu Oil, Ohita Gas	5	460.000	1990
Giappone	Tobata	Kita Kyushu LNG - Kyushu Electric, Nippon Steel	8	480.000	1977
Giappone	Fukuoka	Saibu Gas	2	70.000	1993
Giappone	Kagoshima	Kagoshima Gas	1	36.000	1996
Giappone	Chita Midorihama	Toho Gas	1	200.000	2001
Giappone	Aomori	Hachinohe LNG Terminal, Nippon Oil Sakai LNG, Kansai Electric, Iwatani Corp. Cosmo Oil	1	10.000	2007
Giappone	Sakai		3	420.000	2006?
Giappone	Mizushima	Chugoku Electric, Nippon Oil Corp.	1	160.000	2006
Giappone	Nagasaki	Saibu Gas	1	35.000	2003
Sud Corea	Pyeong Taek	Kogas	10	1.000.000	1986
Sud Corea	Incheon	Kogas	12	1.280.000	1996
Sud Corea	Tongyeong	Kogas	7	980.000	2002
Sud Corea	Gwangyang	POSCO	2	200.000	2005
Taiwan	Yung-An	CPC	6	430.000	1990
<b>Nord America</b>					
Stati Uniti	Everett, Massachusetts	Distrigas/Tractebel (Suez)	2	160.000	1971
Stati Uniti	Cove Point, Maryland	Dominion	5	370.000	2001
Stati Uniti	Elba Island, Georgia	Southern LNG	3	190.000	2002
Stati Uniti	Lake Charles, Louisiana	CMS Energy	3	285.000	1982



	Gulf Gateway Energy Bridge, Offshore Louisiana				
Stati Uniti	Deepwater Northeast Gateway	Excelebrate (Energy Bridge)			2005
Stati Uniti	Deepwater Port, Massachusetts	Excelebrate (Energy Bridge)	600.000 mmcf/d		2007
Messico	Tamaulipas	Terminal de LNG de Altamira			2006

#### **Sud America / Caraibi**

Repubblica Dominicana	AES Los Mina	AES Corporation	1	160.000	2003
Puerto Rico	EcoElectricita	Edison Mission Energy, Gas Natural	2	160.000	2000

Nota: in alcuni casi i dati sono stati incompleti.

Fonte: California Energy Commission, company websites, aggiornati da fonti web [www.wergy.com](http://www.wergy.com)  
[www.energy.ca.gov/Ing/documents/2005-08\\_EXISTING\\_LNG\\_REGAS\\_IMPORT\\_WORLDWIDE.PDF](http://www.energy.ca.gov/Ing/documents/2005-08_EXISTING_LNG_REGAS_IMPORT_WORLDWIDE.PDF)

Ci sono inoltre circa 73 progetti per impianti di liquefazione (marine terminal) e 182 progetti di impianti di rigassificazione, alcuni ancora in fase di proposta, altri in fase di costruzione (CEC, 2007). Naturalmente, non tutti i progetti verranno realizzati. Un numero elevato di impianti sarà localizzato in Asia, specialmente in Cina (18 proposte e 3 in costruzione) e in India (9 proposte e 1 in costruzione). In Europa, negli ultimi anni sono decaduti 9 progetti (Commissione Europea, 2007, COM(2006) 846 Final).

Al 2007, sono diversi gli impianti di liquefazione in fase progettuale e di costruzione, con il loro completamento entreranno sul mercato nuovi esportatori di GNL entro il 2012-2013, inclusa la Russia e il Perù e probabilmente anche il Venezuela e lo Yemen. Nel 2007, come già detto, è entrato in funzione il primo impianto europeo di liquefazione (Snøhvit LNG) sopra il Circolo Artico vicino a Hammerfest. Inoltre, c'è un'altra proposta dalla Nordic LNG per un impianto di liquefazione in Norvegia e diverse proposte di impianti in per la Russia. Quelli più orientati verso i mercati europei sono le proposte di Shtokman/Murmansk LNG sul mare Barents, Ust-Luga, Baltic LNG, vicino a S. Pietroburgo e Baltic Coast, nella stessa zona. Nel 2007 anche la Guinea Equatoriale è diventata esportatore di GNL dall'impianto di Punta Europa.

La tab.7 mostra i progetti di liquefazione nelle diverse fasi di realizzazione. In fase attiva, ci sono i 2 impianti completati nel 2007 (Norvegia e Russia, Sakhalin) che insieme riescono a portare fino a 8.9 tpy/train sul mercato (4.8 + 4.1 tpy). In fase di costruzione (*under construction*) ci sono 10 impianti con una capacità aggregata di 78,7 tpy. Per i diversi progetti in fase di engineering (8 impianti per un totale di 55,2-55,7 tpy di capacità) e di pianificazione (9 impianti per un totale di 54-54,7 tpy di capacità) c'è la possibilità di cambiamenti con riguardo alla capacità, al periodo di entrata in funzione e ad altri aspetti.

Tab. 7—Progetti di nuova costruzione o di espansione di impianti di liquefazione, 2007

Paese	Operatore	localizzazione	Capacità (tpy)	Status	Termine dei lavori
<b>Europa / Russia e Eurasia</b>					
Norvegia	Statoil ASA	Snøhvit, Hammerfest, Melkoya Island	4,1	Activated 2007	in 2007 (new)
Russia	Baltic LNG	Primorsk	5,0	Planning	2009-10 (new)
Russia	Repsol/Anadarko/ Tambeineftegaz	Yamal Siberia	10,0	Planning	2011-13 (new)



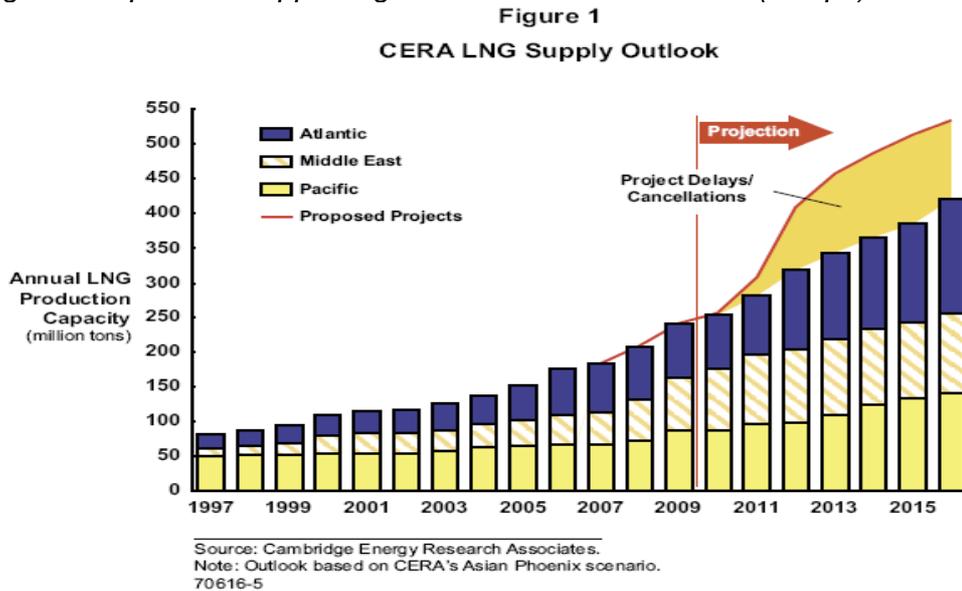
Russia	Sakhalin Energy	Prigorodnoye, Sakhalin	9,6	Under construction/partially active	2008 (one train active July 2007) (new)
<b>Asia / Pacifico</b>					
Australia	Gorgon LNG	Barrow Island	10,0	Engineering	2010 (new)
Australia	Woodside Energy Ltd.	Withnell Bay	4,4	Under construction	2008 (expansion)
Australia	Woodside Energy	Barrup Peninsula	4,3-4,8	Engineering	2010 (new)
Indonesia	PT Pertamina	Sulawesi	2,0-2,5	Planning	2009 (new)
Indonesia	BP Tangguh	Berau Bay, Papua	7,6	Under construction	2008-9 (new)
<b>Africa</b>					
Algeria	Repsol YPF/ Gas Natural/Sonatrach	Arzew	4,0	Planning	2011 (new)
Algeria	Sonatrach	Skikda	4,5	Engineering	2010 (new)
Angola	Angola LNG Ltd.	Soyo	5,0	Engineering	2012 (coinvolto anche ENI (13,6%) expansion)
Guinea Equatoriale	Marathon Oil	Bioko Island	4,4	Engineering	
Libya	National Oil Corp.	Marsa Al-Brega	3,2	Planning	2008 (expansion)
Nigeria	Brass LNG Ltd.	Bayelsa State	10,0	Engineering	2011 (new)
Nigeria	Nigeria LNG Ltd.	Bonny Island	4,0	Under construction	2007 (expansion)
Nigeria	Nigeria LNG Ltd.	Bonny Island	8,5	Engineering	2011-12 (expansion)
Nigeria	Nigeria LNG Ltd.	Bonny Island	8,5	Engineering	2012 (expansion)
Nigeria	Olokola LNG	West Niger Delta	20,0	Planning	2011 (new)
<b>Medio-Oriente</b>					
Qatar	Qatar Gas II	Ras Laffan	15,6	Under construction	2008-10 (new)
Qatar	Qatar Gas III	Ras Laffan	7,8	Under construction	2009 (new)
Qatar	Qatar Gas IV	Ras Laffan	7,8	Under construction	2010-11 (new)
Qatar	Qatar Gas III	Ras Laffan	15,6	Under construction	2008-9 (expansion)
Yemen	Yemen LNG Co. Ltd.	Bal Haf	6,7	Under construction	2008-9 (new)
<b>Sud America &amp; Caraibi</b>					
Chile	Pacific LNG			Planning	
Peru	Peru LNG	Pampa Melchorita	4,4	Under construction	2010 (new)
Trinidad & Tobago	Atlantic LNG Ltd.	Point Fortin	3,0	Planning	2009 (new)
Venezuela	PDVSA	Gran Mariscal de Ayacucho, Sucre	4,7	Planning	2010 (new)
Venezuela	PDVSA	Jose, Anzoategui	2,1	Planning	

Fonte: Oil & Gas Journal, 2007, [www.wergy.com](http://www.wergy.com)

Uno studio recente della Cambridge Research Associates (CERA) ha elaborato delle stime sulla capacità futura di liquefazione (Fig. 7) che indicano un aumento significativo della capacità nel bacino Atlantico, seguito dal Pacifico e Medio-Oriente. Il bacino dell'Atlantico disporrà nel 2016 della maggior capacità di liquefazione a differenza del passato quando tale primato spettava al bacino del Pacifico.

Comunque, i ritardi o la cancellazioni di progetti possono rallentare di molto l'incremento di capacità progettata.

Fig. 7. Prospettive di 'approvvigionamento del GNL al 2016 (mmtpa).

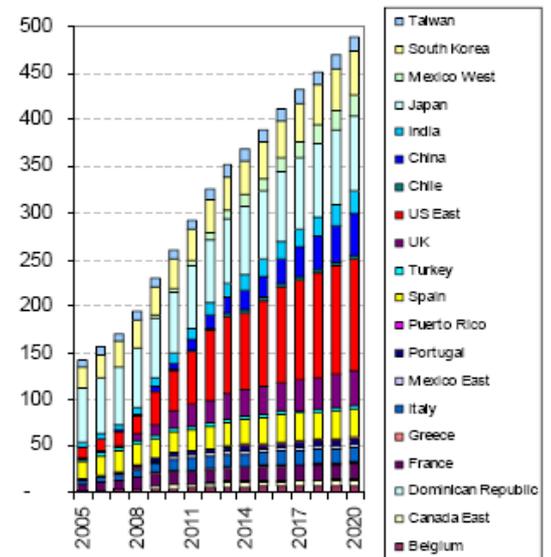


Il confronto con la domanda stimata da Wood Mackenzie, in crescita di circa tre volte, ma minore nel breve periodo, evidenzia potenziali criticità di approvvigionamento se i progetti non vengono realizzati nei tempi oppure se vengono cancellati. Problemi possono insorgere se il prezzo del gas rimane alto (legato al prezzo del petrolio) e se le altre fonti energetiche (per esempio rinnovabili) diventano più competitive.

Fig. 8. Crescita della domanda globale del GNL entro 2020 (mmtpa)

- Demand forecast to more than treble by 2020 but near-term demand is lower than previously forecast
  - Supply constrained (slides 5 to 7)
- North America remains important (~40% of total growth 2005-20) but near-term growth is lower than previously forecast (slide 14)
- European LNG outlook remains healthy
  - With potential upside from new importers
- Asian demand remains strong
  - Potential upside from new importers
  - China's appetite for gas still uncertain
- Potential demand downside created by competition from other fuels, particularly if gas prices stay high beyond the short-term
  - Driven by *inter alia* high oil prices and/or significant delays in developing new supply

Global LNG Demand (mmtpa)



Source: Wood Mackenzie, Base Case Forecast (Nov-08)



## 1.2 La situazione in Europa

Il declino delle riserve del Mare del Nord e dei campi olandesi, la crescente dipendenza dalle importazioni, l'aumento dei costi di produzione, e la deregolazione dei mercati europei del gas e dell'elettricità sono tutti elementi che determinano condizioni favorevoli per lo sviluppo del GNL in Europa. La circostanza per cui molti paesi fanno affidamento su un numero limitato di fonti di approvvigionamento rende concreto il rischio che in futuro possano venire a crearsi seri problemi relativamente alla fornitura del gas come è successo in conseguenza del recente disaccordo tra Gazprom e il governo ucraino. Inoltre, ci sono delle preoccupazioni legate al fatto che alcuni paesi produttori OPEC hanno avuto delle difficoltà ad effettuare adeguati investimenti per sviluppare le loro riserve di gas e la capacità di esportazione (soprattutto il GNL). Secondo fonti comunitarie (EC, 2007, COM(2007) 1 , "Una Politica Energetica per l'Europa"), la dipendenza dalle importazioni di gas dovrebbe aumentare dal 57% all'84% entro il 2030. In tale contesto di mercato, il GNL offre, rispetto ai gasdotti, maggiore flessibilità e soprattutto permette una diversificazione spinta delle fonti di approvvigionamento, anche per l'ingresso di nuovi paesi esportatori nel mercato.

La capacità di trasferire GNL verso i mercati europei è stata fino ad oggi grandemente frenata, in parte dal numero limitato di impianti di rigassificazione esistenti, in parte dall'esistenza di diritti di lungo termine in mano ad un piccolo numero di operatori. Tuttavia, negli ultimi anni, in risposta alla crescente domanda di GNL, molti progetti per nuovi impianti sono stati proposti e dichiarati di interesse comune dalla Decisione 1229/2003.

La Commissione europea è già da tempo diventata più attiva nel settore del gas, introducendo un certo numero di direttive finalizzate a favorire la concorrenza e la creazione di un mercato unico del gas. Nel 2003, con la *Direttiva 2003/55/CE* ha introdotto misure che richiedono agli stati membri di consentire l'accesso alle infrastrutture del gas (compresi i terminali di LNG) in termini non discriminatori, trasparenti ed equi. Ciascun Stato Membro ha l'obbligo di legiferare in materia in linea con quanto previsto dalla direttiva citata. Tuttavia le interpretazioni e gli approcci sono stati diversi nei paesi membri. Come risultato le regole governative relative all'accesso alla capacità dei terminali possono differire e influenzare i tempi nei quali un singolo mercato del gas è accessibile. La Commissione può verificare se le regole adottate da un paese siano coerenti con quanto disposto nella direttiva. Intanto, a settembre 2007 sono state proposte delle modifiche alla *Direttiva 2003/55/CE*.

Nel 2004, con la *Direttiva 2004/67/CE del 26 aprile 2004, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale*, viene stabilito per gli Stati membri un quadro comune di definizione delle politiche generali orientate alla sicurezza dell'approvvigionamento del gas che siano trasparenti, solidali, non discriminatorie e compatibili con le esigenze di un mercato interno europeo del gas concorrenziale. In particolare, l'organizzazione della sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale non può essere affidata unicamente ad un operatore sul mercato. Gli Stati membri hanno l'obbligo di definire i ruoli e le responsabilità di tutti i soggetti in materia di sicurezza dell'approvvigionamento.

Dal 2005-2006, diverse indagini e valutazioni al livello europeo e nazionale hanno rilevato che non tutte le misure introdotte dalla *Direttiva 2003/55* sono state applicate in modo adeguato e coerente negli stati membri e che sono intervenuti rilevanti cambiamenti nel quadro politico e nelle prospettive del mercato energetico (nuove prospettive di approvvigionamento ed esigenze ambientali e di efficienza). Quindi è stata riconosciuta la necessità di definire una politica energetica più coerente ed efficace.



In quest'ottica, uno degli sviluppi più significativi sul piano della politica comunitaria è stata la definizione di una *politica energetica per l'Europa*, per indirizzare meglio le sfide del mercato energetico e il cambiamento climatico. In linea con la Strategia di Lisbona, i tre obiettivi dell'Europa in materia di energia sono competitività, sostenibilità e sicurezza dell'approvvigionamento. La politica energetica è diventata una priorità perché le regole e le misure attuali (per esempio Dir 2003/55/CE) non hanno ancora consentito di conseguire questi obiettivi (COM(2007) 1 definitivo, p. 7), anche se sono stati fatti progressi nella liberalizzazione del mercato del gas e dell'energia elettrica.

Nel marzo 2006, la Commissione europea ha indicato con chiarezza nel *Libro Verde* ("*Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura*", COM(2006)105 definitivo) gli elementi della strategia europea in tema di politiche energetiche, nel dettaglio:

- il completamento dei mercati interni del gas e dell'energia elettrica che favorirà la riduzione dei prezzi e aumenterà la sicurezza degli approvvigionamenti attraverso lo sviluppo di una rete europea, migliori interconnessioni e un ambiente favorevole agli investimenti;
- il conseguimento di una maggior sicurezza degli approvvigionamenti in un contesto di solidarietà tra gli stati membri;
- il perseguimento di un mix energetico generale per l'UE più sostenibile, efficiente e diversificato;
- il miglioramento dell'efficienza energetica con investimenti mirati e il sostegno all'utilizzo di fonti di energia rinnovabili;
- lo sviluppo e la realizzazione di nuove tecnologie energetiche;
- l'adozione di una politica energetica esterna comune e coerente con gli obiettivi individuati che preveda delle priorità per l'adeguamento e la costruzione di nuove infrastrutture, in particolare gasdotti, oleodotti e terminali per il GNL, lo sviluppo di partenariati con produttori, paesi di transito e altri attori internazionali.

La comunicazione di "*Una politica energetica per l'Europa*" della Commissione al Consiglio Europeo e al Parlamento Europeo del 10 gennaio 2007, indica i seguenti obiettivi:

- lotta contro i cambiamenti climatici (nell'ottica di Kyoto e oltre);
- limitazione della vulnerabilità esterna dell'UE nei confronti delle importazioni di idrocarburi;
- promozione dell'occupazione e della crescita, in modo da fornire ai consumatori un'energia sicura a prezzi accessibili.

A tale fine, la Commissione propone una serie coerente di misure per attuare entro tre anni una Rete europea del gas e dell'elettricità ed istituire un mercato energetico veramente concorrenziale su scala europea. Tra le altre, l'aumento della capacità di regassificazione che darà un contributo essenziale al conseguimento degli obiettivi fissati.

Nel settembre 2007 la Commissione ha lanciato la proposta di *Direttiva che modifica la direttiva 2003/55/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale* (Bruxelles, 19.9.2007, COM(2007) 529 definitivo) che intende essenzialmente rafforzare e andare oltre i principi della direttiva 2003/55/CE per creare un mercato più efficiente, più libero e trasparente e più sicuro, anche favorendo maggiori investimenti in infrastrutture energetiche e migliorando l'accesso alle stesse, compresi gli impianti per la rigassificazione del GNL. Se accolta dagli stati membri, questa proposta può diventare la prossima legge europea vigente nel mercato di gas.

Data la dipendenza dell'Italia dalle importazioni, e considerato il suo potenziale ruolo come paese di transito del gas da sud a nord, e da est a ovest e nord-ovest, l'applicazione di questa futura Direttiva potrà avere un impatto sostanziale sul mercato nazionale, nella misura in cui favorirà la competizione, la trasparenza, la scelta delle fonti di approvvigionamento e la sicurezza energetica.

Il mercato del gas europeo deve essere inquadrato nei cambiamenti del mercato energetico in generale, l'Europa si è infatti impegnata ad aumentare, entro il 2020, la quota delle fonti rinnovabili fino al 20% del proprio fabbisogno energetico e ad usare almeno il 5,75% di bio-combustibili per il trasporto entro il 2010, con l'obiettivo di aumentare la quota di questi combustibili fino al 10% entro il 2020.

L'approccio europeo è ora volto soprattutto a contenere le problematiche ambientali e di sicurezza dell'approvvigionamento, sostenendo la riduzione della domanda di energia di origine fossile e lo sviluppo di tecnologie più efficienti da un lato, e la diversificazione delle fonti dall'altro. Il gas naturale è la fonte fossile più pulita e può sfruttare le tecnologie di generazione elettrica più efficienti, anche sotto il profilo dei costi.

La tabella 8 che indica i vantaggi e gli svantaggi delle diverse fonti di energia elettrica, mostra la competitività del gas rispetto alle altre fonti, anche se non evidenzia altri fattori e rischi, per esempio legati al nucleare (opposizione politica, scorie radioattive, ecc.), all'idroelettrico (siccità, terremoti, ecc) e al solare (problemi nell'approvvigionamento dei pannelli, etc.), che devono essere presi in considerazione.

Tab. 8 Vantaggi e inconvenienti delle varie fonti di energia elettrica

Fonti energetici	Tecnologia considerata per la stima dei costi	Costo nel 2005 (€/MWh)	Costo previsto per il 2030 (€/MWh)	Emissioni di gas serra (Kg Co2 eq./MWh)	Dipendenza dell'UE-27 dalle importazioni		Efficienza	Sensibilità al prezzo del combustibile	Riserve accertate /produzione annua
		Fonte AIE			2005	2030			
Gas naturale	Turbina a gas a ciclo aperto	45-70	55-85	440	57%	84%	40%	Molto elevata	64 anni
	Turbina a gas a ciclo combinato (CCGT)	35-45	40-55	400			50%	Molto elevata	
Petrolio	Motore diesel	70-80	80-95	550	82%	93%	30%	Molto elevata	42 anni
Carbone	Combustibile polverizzato con desolforazione dei gas di scappamento	30-40	45-60	800		39%	59%	40-45%	155 anni
	Combustione a letto fluido circolante (CFBC)	35-45	50-65	800				40-45%	
	Gassificazione integrata a ciclo combinato (IGCC)	40-50	55-70	750				48%	
Energia nucleare	Reattore ad acqua leggera	40-45	40-45	15	Quasi 100% per il minerale d'uranio		33%	bassa	Riserve ragionevoli: 85 anni
Biomassa	Centrale a biomassa	25-85	25-75	30	nessuna		30-60%	Media	Energie rinnovabili
Energia eolica	Terrestre	35-175	28-170	30			95-98%	nessuna	
		35-110	28-80				95-98%		
	Off shore	50-170	50-150	10			95-98%		
Idroelettricità	Grande	25-95	25-90	20			95-98%		
	Piccola (<10MW)	45-90	40-80	5 - 29	95-98%				
Energia solare	Fotovoltaica	140-430	55-260	100	/				

Fonte: Commissione Europea, 2007

Con l'entrata in vigore della Direttiva 2003/55/CE, dal 1 luglio 2007 tutti i consumatori sono liberi di scegliere i propri fornitori di gas e di energia elettrica, anche se la completa apertura dei mercati procede a diverse velocità nell'Europa a 27, come mostrato dalla tab. 9 che riporta il grado di apertura dei mercati dichiarato dagli organi competenti ad ottobre 2006. Il processo di liberalizzazione è stato completato, per lo meno formalmente in Danimarca, Germania, Spagna, Italia, Olanda, Austria e nel Regno Unito. In Italia il mercato è rimasto in gran parte sotto il controllo di ENI. Entro la fine del 2008 si prevede la completa realizzazione del mercato interno per il gas e l'elettricità.

Tab. 9 Grado di apertura dei mercati del gas nei paesi europei, ottobre 2006

Country	Declared market opening	Eligibility threshold	Size of open market (in BCM)
Belgium	90%	Full*	11
Czech Republic	63%	n.a.	3
Denmark	100%	Full	5
Germany	100%	Full	82
Estonia	95%	Non HH	1
Ireland	86%	Non HH	3
Greece		No information	
Spain	100%	Full	20
France	70%	Non HH	28
Italy	100%	Full	62
Latvia	0%	n.a.	0
Lithuania	90%	Non HH	3
Luxembourg	80%	Non HH	1
Hungary	66%	Non HH	8
Netherlands	100%	Full	38
Austria	100%	Full	7
Poland	72%	Non HH	5
Portugal		No information	
Slovenia	91%	Non HH	1
Slovakia	72%	Non HH	24
Finland	90%	n.a.	n.a.
Sweden	95%	Non HH	1
United Kingdom	100%	Full	95

\*solo nella regione Fiandra, non-househols (non-HH)

Fonte: DG TREN, sulla base di informazioni fornite dalle enti regolatori degli Stati Membri, citato in Eurostat, 2006 e 2007

### 1.2.1 Le statistiche europee del gas

Come mercato unico, l'Unione Europea rappresenta il più grande importatore di gas via gasdotto nel mondo. In Europa sono la Germania e l'Italia i più grandi importatori e il secondo e terzo paese nel mondo. La Germania funziona anche come paese di transito. Se si osserva la tabella 10, che riporta i dati (in Petajoule) relativi alla produzione e all'importazione di gas naturale dei paesi membri, solo la Danimarca e l'Olanda coprono il proprio fabbisogno con la produzione nazionale. La maggior parte degli altri paesi europei mostra percentuali risibili di produzione nazionale e alcuni altri importano il 100% del fabbisogno. Di conseguenza per quasi tutti i paesi membri, il bilancio commerciale del gas nel 2005 è stato negativo (tab.11).

Nel 2006 la Norvegia ha superato la produzione di gas del Regno Unito ed è ora il più grande produttore di questa fonte di energia in Europa.

Tab. 10. Produzione nazionale ed importazione di gas naturale nei paesi europei (2003-2005)

Produzione e importazione di gas naturale, 2003-2005									
Country	Total supply (primary production & net imports) in PJ			Primary production as % of total			Net imports of natural gas* (%)		
	2003	2004	2005	2003	2004	2005	2003	2004	2005
Belgium	663	677	660	0	0	0	100	100	100
Bulgaria	110	124	132	1	10	14	99	90	86
Czech Republic	364	338	358	2	2	2	98	98	98
Denmark	214	223	203	100	100	100	exp	exp	exp
Germany	3.645	3.751	3.720	20	18	18	80	82	82
Estonia	32	36	37	0	0	0	100	100	100
Ireland	171	170	161	15	19	13	85	81	87
Greece	95	102	109	2	1	1	98	99	99
Spain	994	1160	1414	1	1	0	99	99	100
France	1.806	1.850	1.933	3	3	2	97	97	98
Italy	2.907	3.066	3.244	18	16	14	82	84	86
Latvia	65	81	67	0	0	0	100	100	100
Lithuania	110	109	116	0	0	0	100	100	100
Luxembourg	49	56	55	0	0	0	100	100	100
Hungary	569	542	565	19	20	19	81	80	81
Netherlands	1.675	1.708	1.643	100	100	100	exp	exp	exp
Austria	359	350	404	23	22	16	77	78	84
Poland	517	560	578	33	33	31	67	67	69
Portugal	123	154	181	0	0	0	100	100	100
Romania	682	674	646	71	72	70	29	28	30
Slovenia	42	42	43	0	0	0	100	100	100
Slovakia	287	299	274	3	2	2	97	98	98
Finland	190	184	167	0	0	0	100	100	100
Sweden	41	41	39	0	0	0	100	100	100
United Kingdom	3.983	4.088	3.945	100	98	93	exp	2	7
Croatia	113	110	113	73	76	77	27	24	23
Turkey	825	869	1064	3	3	3	97	97	97
Norway	248	236	240	100	100	100	exp	exp	exp

\*Petajoules

Fonte: Elaborazione Nomisma da dati Eurostat, 2007

Tab. 11 Importazioni ed esportazioni di gas naturale negli stati membri nel 2005

Import e Export di gas naturale, in TJ(GCV) -- 2005				
Country	Imports	Exports	Net imports	Gross inland consumption
Belgium	689.307	29.146	660.161	656.536
Bulgaria	114.339	0	114.339	130.446
Czech Republic	353.726	3.220	350.506	358.364
Denmark	0	233.085	-233.085	204.661
Germany	3.420.663	362.714	3.057.949	2.761.430

Estonia	37.201	0	37.201	37.201
Ireland	140.007	0	140.007	161.407
Greece	108.461	0	108.461	109.487
Spain	1.406.902	0	1.406.902	1.388.345
France	1.909.328	42.642	1.866.686	1.906.503
Italy	2.798.826	15.088	2.783.738	3.286.696
Latvia	66.710	0	66.710	63.169
Lithuania	115.949	0	115.949	115.205
Luxembourg	54.820	0	54.820	54.829
Hungary	456.244	0	456.244	562.610
Netherlands	764.779	1.738.959	-974.180	1.643.265
Austria	1.470.471	1.141.353	329.118	384.417
Poland	398.547	1.667	396.880	569.149
Portugal	181.102	0	181.102	174.482
Romania	196.135	0	196.135	648.586
Slovenia	43.049	0	43.049	43.209
Slovakia	281.273	0	281.273	274.595
Finland	167.381	0	167.381	167.381
Sweden	38.679	0	38.679	39.199
United Kingdom	623.981	346.253	277.728	3.949.476
Croatia	51.345	28.959	22.686	110.576
FYROM	2.952	0	2.952	:
Turkey	1.018.466	0	1.018.466	1.060.274

Fonte: Eurostat, 2007

La tabella 11 evidenzia i dati relativi alle importazioni totali e ai consumi nazionali: nel 2005 il Regno Unito è stato il principale consumatore, seguito dall'Italia e dalla Germania. Per quanto riguarda la Germania, si osserva la sua funzione di paese di transito, con valori di importazione molto più elevati dei consumi interni, in minor misura anche il Belgio, la Spagna, la Latvia e la Slovacchia svolgono tale funzione. Relativamente ai mercati interni dei paesi europei, il limitato numero di operatori che importano il gas impatta in misura rilevante sulla concorrenza potenziale a livello dell'offerta. Se anche ci sono più fornitori la competizione può risultare piuttosto inefficace se acquistano tutti dallo stesso venditore. L'apertura a fonti esterne può accelerare il processo di liberalizzazione. La tabella 12 mostra il numero di operatori nei diversi paesi che hanno trattato almeno il 5% del volume totale del gas nel paese. Tra il 2003 e il 2005 si osserva come il valore aumenti nei paesi in cui il processo di liberalizzazione è più avanzato, tranne alcune eccezioni (cfr tab 9).

Tab. 12 Numero di operatori nei paesi membri e loro importanza relativa 2003-2005

<b>Number of entities bringing gas into country and their relative importance, 2003-2005</b>						
<b>Country</b>	<b>Total number of entities bringing gas into country (production or imports)</b>			<b>No. entities dealing with at least 5% of natural gas (imported and produced)</b>		
	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>
Belgium	4	4	3	1	2	2
Bulgaria	2	4	4	1	1	3
Czech Republic	6	2	6	1	1	1

Denmark	3	1	1	2	1	1
Germany	27	27	20	5	5	7
Estonia	2	2	2	2	2	2
Ireland	:	7	8	:	5	4
Greece	1	1	1	1	1	1
Spain	12	14	15	4	4	6
France	10	13	13	1	1	3
Italy	23	26	38	4	3	3
Latvia	1	1	1	1	1	1
Lithuania	4	5	5	3	4	4
Luxembourg	2	2	2	1	1	1
Hungary	10	10	6	4	4	3
Netherlands	:	:	:	:	:	:
Austria	5	4	5	1	4	3
Poland	11	11	13	1	1	1
Portugal	1	1	1	1	1	1
Romania	4	13	12	4	4	4
Slovenia	2	2	2	1	1	1
Slovakia	1	1	1	1	1	1
Finland	1	1	1	1	1	1
Sweden	1	1	1	1	1	1
United Kingdom	32	24	23	6	6	7
Croatia	1	1	1	1	1	1
Turkey	6	7	7	1	1	1

Fonte: Elaborazione Nomisma di dati Eurostat, 2007

La maggior parte del gas naturale continua ad essere importato fuori dall'UE, da paesi come la Russia, la Norvegia e l'Algeria. Nel 2006, i paesi europei (inclusi paesi extracomunitari come Croazia, Svizzera, Serbia e Turchia) hanno importato un totale di 375,05 bcm di gas naturale via gasdotto, di cui oltre il 40% proveniente dalla Russia, il 22,4% dalla Norvegia e il 9,5% dall'Algeria. I Paesi Bassi si segnalano per essere il primo paese comunitario per le esportazioni via gasdotto, in considerazione del calo della produzione del Regno Unito e della Danimarca. La Germania rimane il più grande importatore di gas in Europa, con una importazione totale di 90,84 bcm nel 2006, pari al 24,2% delle importazioni totali. Per il momento riceve gas solo via gasdotti, ma c'è un progetto per un rigassificatore a Wilhelmshafen in fase avanzata. L'Italia è il secondo paese europeo importatore, con 74,27 bcm, (19,8%) proveniente principalmente dall'Algeria e dalla Russia, che insieme costituiscono il 63,8% delle importazioni italiane via gasdotto e ben il 12,6% delle importazioni totali. A questi flussi si aggiungono quelli del GNL elencati in Tab. 14. Secondo fonti comunitarie, entro il 2030, più del 60% delle importazioni EU di gas arriveranno dalla Russia.

Tab. 13. Commercio internazionale di gas naturale via gasdotti, 2006 (Europa)

Billion cubic metres													
To/From	BE	DK	DE	NL	NO	UK	Russian Fed.	Turkmenistan	Other Europe & Eurasia	Iran	Algeria	Libya	Total imports
Austria	-	-	1,10	-	0,78		6,85	-	-	-	-	-	8,73

Belgium	-	-	1,00	7,60	8,50	0,64	0,63	-	-	-	-	-	-	18,37
Bulgaria	-	-	-	-	-	-	2,85	-	-	-	-	-	-	2,85
Croatia	-	-	-	-	-	-	0,75	-	0,40	-	-	-	-	1,15
Czech Rep.	-	-	-	-	2,35	-	7,13	-	-	-	-	-	-	9,48
Finland	-	-	-	-	-	-	4,52	-	-	-	-	-	-	4,52
France	1,90	-	0,10	9,50	14,50	0,20	9,50	-	-	-	-	-	-	35,70
Germany	-	1,92	-	21,30	26,80	3,08	36,54	-	1,20	-	-	-	-	90,84
Greece	-	-	-	-	-	-	2,40	-	-	-	-	-	-	2,40
Hungary	-	-	0,83	-	-	-	8,32	-	1,80	-	-	-	-	10,95
Ireland	-	-	-	-	-	3,40	-	-	-	-	-	-	-	3,40
<b>Italy</b>	-	-	<b>2,50</b>	<b>8,70</b>	<b>7,20</b>	<b>0,80</b>	<b>22,92</b>	-	-	-	<b>24,46</b>	<b>7,69</b>	<b>74,27</b>	
Latvia	-	-	-	-	-	-	1,70	-	-	-	-	-	-	1,70
Lithuania	-	-	-	-	-	-	2,90	-	-	-	-	-	-	2,90
Luxembourg	0,80	-	0,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,50
Netherlands	-	2,24	4,50	-	7,00	1,82	2,97	-	-	-	-	-	-	18,53
Poland	-	-	0,35	-	0,49	-	7,00	0,21	2,52	-	-	-	-	10,57
Portugal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,10	-	-	2,10
Romania	-	-	1,30	-	-	-	3,95	-	1,00	-	-	-	-	6,25
Serbia	-	-	-	-	-	-	2,15	-	-	-	-	-	-	2,15
Slovakia	-	-	-	-	-	-	6,30	-	-	-	-	-	-	6,30
Slovenia	-	-	-	-	-	-	0,56	-	0,10	-	0,44	-	-	1,10
Spain	-	-	-	-	2,12	-	-	-	-	-	8,62	-	-	10,74
Sweden	-	0,93	0,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,08
Switzerland	-	-	1,20	0,90	0,08	-	0,37	-	0,50	-	-	-	-	3,05
Turkey	-	-	-	-	-	-	19,65	-	-	5,69	-	-	-	25,34
United Kingdom	1,80	-	1,00	0,60	14,10	-	-	-	-	-	-	-	-	17,50
Others	-	-	-	-	0,08	-	1,50	-	-	-	-	-	-	1,58
<b>TOTAL Exports</b>	<b>4,50</b>	<b>5,09</b>	<b>14,73</b>	<b>48,60</b>	<b>84,00</b>	<b>9,94</b>	<b>151,46</b>	<b>0,21</b>	<b>7,52</b>	<b>5,69</b>	<b>35,62</b>	<b>7,69</b>	<b>375,05</b>	
<b>Share of imports</b>	<b>0,01</b>	<b>1,36</b>	<b>3,93%</b>	<b>12,96%</b>	<b>22,40%</b>	<b>2,65%</b>	<b>40,38%</b>	<b>0,06</b>	<b>2,01%</b>	<b>1,52%</b>	<b>9,50%</b>	<b>2,05%</b>	<b>100,00</b>	

Notes: Flows are on a contractual basis and may not correspond to physical gas flows in all cases.

Data excludes trade within the Former Soviet Union and United Arab Emirates.

Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati di BP World Energy Statistics, 2007

La Tabella 14 evidenzia i flussi del GNL verso l'Europa nel 2006: i maggiori importatori sono la Spagna (11,6% del totale) e la Francia (6,6% del totale), i paesi cioè che hanno anche la più grande capacità di rigassificazione. Secondo la BP (citando la Cedigaz), l'Italia ha importato 3,10 miliardi di m3 di GNL, proveniente dall'Algeria e dall'Egitto. E' importante aggiungere che le importazioni dall'Egitto sono iniziate solo nel 2005. Nel 2006 il Regno Unito ha cominciato ad importare GNL da tre paesi, Trinidad & Tobago, Algeria ed Egitto.

Tab. 14. Flussi GNL (BMC) in Europa, 2006

To	From							Total imports
	Trinidad & Tobago	Oman	Qatar	Algeria	Egypt	Libya	Nigeria	
Belgium	0,16		0,36	3,35	0,25		0,16	4,28

France				7,35	2,3		4,23	<b>13,88</b>
Greece				0,45	0,04			<b>0,49</b>
<b>Italy</b>				<b>3,0</b>	<b>0,1</b>			<b>3,1</b>
Portugal							1,97	<b>1,97</b>
Spain	3	1	5	2,8	4,8	0,72	7,1	<b>24,42</b>
Turkey				4,6			1,12	<b>5,72</b>
UK	0,6			2	0,96			<b>3,56</b>
<b>European imports</b>	<b>3,76</b>	<b>1</b>	<b>5,36</b>	<b>23,55</b>	<b>8,45</b>	<b>0,72</b>	<b>14,58</b>	<b>57,42</b>
<i>European share of Exports (%)</i>	23,14%	8,67%	17,24%	95,42%	56,45%	100,00%	82,94%	<b>27,20%</b>
<b>TOTAL EXPORTS : of countries exporting to Europe</b>	<b>16,25</b>	<b>11,54</b>	<b>31,09</b>	<b>24,68</b>	<b>14,97</b>	<b>0,72</b>	<b>17,58</b>	<b>211,08</b>

Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati da BP e Cedigaz (provisional), 2007

Ci sono attualmente 16 terminali di importazione di gas liquido operativi in Europa (compresa la Turchia). Altri terminali in Belgio, Spagna, Francia, Italia e Regno Unito sono in fase di costruzione o di espansione e si prevede che saranno operativi entro il 2010 (7 progetti). Progetti di nuovi impianti sono stati proposti anche in altri paesi, come Germania, Cipro, Irlanda, Olanda e Polonia. La spinta alla realizzazione dei terminali di GNL, oltre che per le ragioni esposte, è dovuta anche alla presenza di diversi paesi esportatori verso l'area del Mediterraneo (Algeria, Egitto, Qatar e Nigeria) che presentano ampie disponibilità di gas e di impianti di liquefazione già realizzati e altri sono in fase di realizzazione anche in virtù della recente stipula di contratti di lungo termine. Dal lato della domanda, d'altra parte, si rileva la presenza di soggetti produttori di energia elettrica che intendono realizzare terminali di GNL perché interessati ad un business integrato, dall'acquisto della materia prima alla vendita di energia elettrica.

I proprietari di nuovi impianti di import e di impianti esistenti, per i quali si prevede l'aumento della capacità produttiva, possono ottenere l'esenzione del regime di accesso a terzi a certe condizioni. Questo tipo di esenzione è stata garantita per 5 nuovi impianti, dei quali tre localizzati nel Regno Unito e tre in Italia (Isola Porto Levante, Livorno e Brindisi).

Nel prospetto che segue sono riportati, con informazioni di dettaglio, quando disponibili, tutti gli impianti di importazione di GNL esistenti e in fase di costruzione in Europa. Le informazioni provengono da varie fonti, tra cui i siti delle società, utile si è rivelato uno studio della King & Spalding del 2006 sul GNL in Europa (Tab. 15).

Tab. 15 Prospetto impianti esistenti e in costruzione in Europa

Terminali esistenti	anno di avvio (anno di espansione)	operatore - proprietario	azionisti	capacità rigassif. annua in miliardi di metri cubi (aumento)	di Fonti di approvvigionamento LNG	di Capacità riservata
Zeebrugge, Belgium	1987 (2007)	Fluxys Ing	Fluxys 92%; Tractebel 7% Shell 1%	4,5 bmc; (9 bmc)	Algeria (fino al 2007); Qatar e altri (dal 2007)	100% Distrigas (fino al 2007); dal 2007 50% Qatar petroleum, 28 % Distrigas per 20 anni, 22% Tractebel

Montoir de Bretagne, France	1982	Gaz de France			10,2 bmc		Principalmente Algeria e Nigeria, ma anche Qatar Abu Dhabi e Oman	100% Gaz de France
Fos-sur-Mer, France	1972	Gaz de France			4,55 bmc		100% Algeria	100% Gaz de France
Revithoussa, Greece	2000 (2007?)	DEPA (Public Gas Corporation )	Stato Greco 65%; Hellenic Petroleum SA		2,26 bmc (6,5 bcm )		Algeria e dal 2005 Egitto	100% DEPA
Panigaglia, Italy	1971	GLN SpA	Italia Snam Rete Gas		3,5 bcm		Algeria	ENI e per un terzo altri
Sines, Portugal	2003	Galp Atlantic	Galp Energia SGPS SA		5,2 bmc - (8,5 bmc )		Principalmente Nigeria, ma anche Algeria, Oman, Qatar	100% Galp
Bilbao, Spain	2003	Bahia Bizkaia SL	de Gas BP, Iberdrola, Repsol YPF, Ente Vasco de la Energia (EVE) ciascuno con il 25%		7 bmc (10,5 bmc)		Australia, Abu Dhabi, Algeria, Nigeria, Qatar, Trinidad e Tobago, Libia	Bahia de Bizkaia Electricidad Gas d'Euskadi (EVE) 38%; 14 % altri
Barcelona, Spain	1969 (2005)	Enagas SA			10,5 bmc (14,5 bmc - 15,8 bmc )		Algeria, Nigeria, Qatar Abu Dhabi, Oman, Libia ecc.	Gas Natural e altri
Cartagena, Spain	1989 (2007)	Enagas SA			7,9 bmc ( 9,2 bmc)		Algeria, Nigeria, Qatar Abu Dhabi, Oman, Libia ecc.	Gas Natural e altri
Huelva, Spain	1988 (fine 2008)	Enagas SA	Gas Natural (9,2%), Espana, (5,2%), Bancaja (5%), Sagane Inversiones (5,02%) e altri		7,9 bmc (11,8 bmc)		Algeria, Nigeria, Qatar Abu Dhabi, Oman, Libia ecc.	Gas Natural e altri
Sagunto, Spain	2006	Planta de rigasification de Sagunto SA	Union Fenosa (42,5%), Iberdrola (30%), Endesa (20%), Oli Company (7,5%)		6,6 bmc - 11,4 bmc)		Principalmente Qatar e altri	Union Fenosa e altri
El Ferrol (Mugardos), Spain	fine 2006	Regasificador a del Noreste SA	Union Fenosa Gas (21%), Endesa Group (21%), Tojero (18%), Sonatrach (10%), altri (30%)		3,6 bmc		Algeria	Union Fenosa Endesa e altri

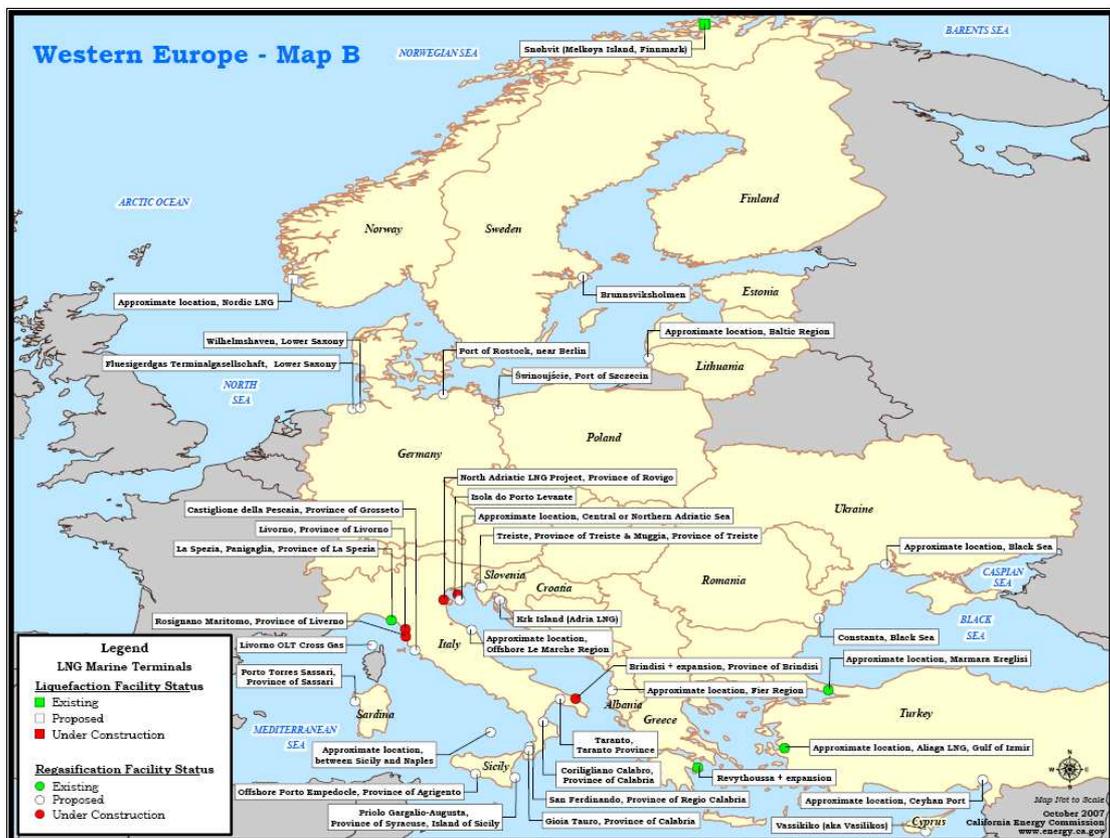
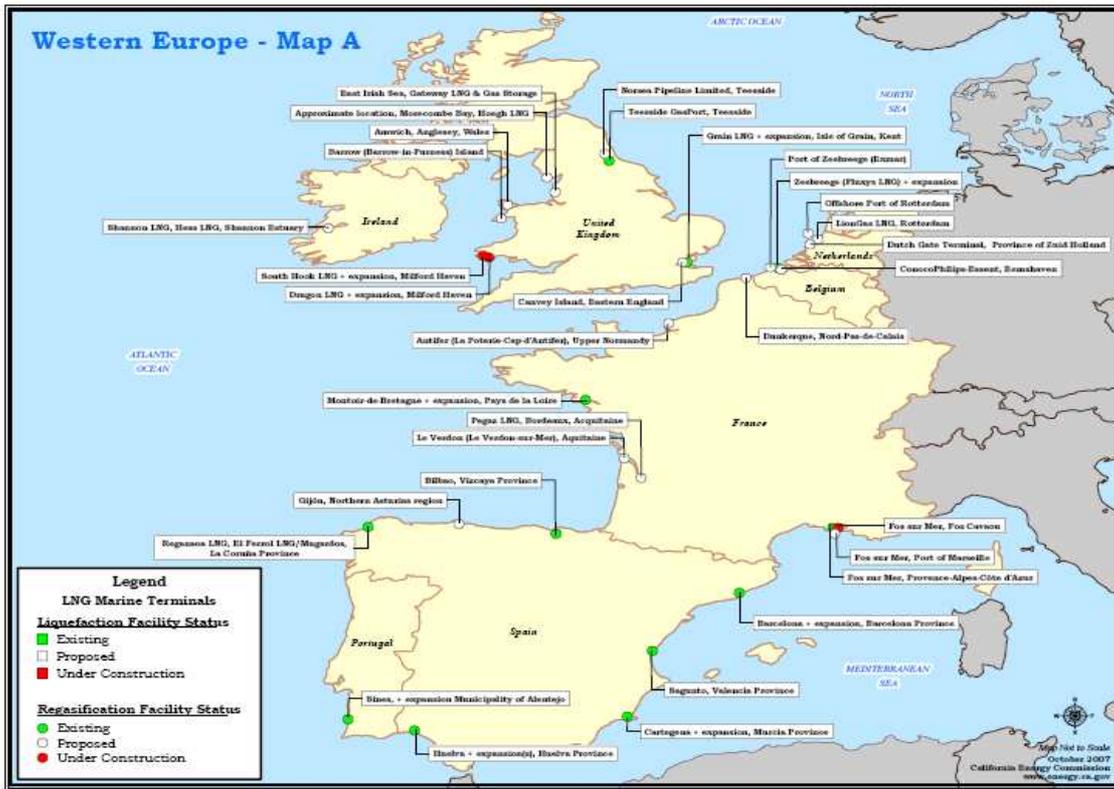


Aliaga, Turkey	2006	Egegaz LNG	Colagoglu Group	6 bcm	Egegaz LNG		
Marmara Ereglisi, Turkey	1994	Botas					
Grain, UK	2005 (fine 2008)	National Grain Ltd	Grid LNG plc	4,6 bcm (9,3 bmc)	Algeria e altri		
					100% BP/Sonetrac per 20 anni dal 2005 Centrica, Gaz de France e Sonetrac per 20 anni dal 2008		
Teeside Gasport, UK	2007	Excelerate	Energy Bridge	600MMcf/d	Trinidad		
					Ship to Ship		
<b>Terminali fase costruzione</b>	<b>in anno di avvio</b>	<b>di operatore proprietario</b>	<b>- azionisti</b>	<b>capacità rigassif. annua</b>	<b>di Fonti approvvigionamento LNG</b>	<b>di Capacità riservata</b>	
Fos Cavaou, France	metà 2007/ inizio 2008	Gaz de France (sponsor anche Total)	de	8,25 bmc	Egitto e altri	6 bcm Gaz de France; 2,25 bmc Total	
Isola Di Levante, Rovigo, Italy	Porto fine 2008	Terminale GNL Spa	Italia	Qatar Petroleum 45% ExxonMobil 45% Edison Gas 10%	8 bmc	Qatar	80% della capacità per 25 anni da Edison; 20% nella disponibilità di terzi
Livorno Province, Livorno, Italy	OLT, Q4 2008	Controlled 51% by Endesa, Amga	by 41% Amga	Controlled 51% by Endesa, 41% Amga	4 bmc		
Rossignano Maritimo, Italy	Oltre 2008			Edison, Solvay BP	3 bmc		
Brindisi, Italy	fine 2009	Brindisi LNG Spa	LNG	100% Bg Italia Spa	8 bmc (16 bmc)	Egitto e altri	80% BG per 20 anni; 20% a terzi
Dragon, UK	1Q 2008	Dragon Ltd	LNG	Petroleus (20%), BG Group (50%) Petronas (30%)	6 bmc (9 bmc)	Egitto, Trinidad e Tobago	50% BG Group; 50% Petronas
South UK	Hook, fine 2007; fine 2009	South LNG	Hook	ExxonMobil (30%) Qatar Petroleum (70%)	10,5 bcm (21 bmc)	Qatar	South Hook LNG per 25 anni

Fonte: King & Spalding, 2006, CEC, 2007, e siti web.

I progetti sopraelencati sono relativi ad impianti che probabilmente entreranno in funzione entro la fine del decennio, anche se in alcuni casi si registrano ostacoli di varia natura. L'elenco delle proposte testimonia dell'interesse ormai generalizzato di tutti gli operatori del settore. Si tratta di 42 proposte, la maggior parte delle quali concentrate in Italia e nel Regno Unito. Solo per l'Italia sono state presentate 13 proposte di rigassificatori sia on che offshore, anche se è evidente che si tratta di un numero che va oltre le intenzioni del governo che ha dichiarato in diverse occasioni che nel medio periodo per il paese sono sufficienti 5/6 rigassificatori. Le mappe che seguono mostrano la distribuzione geografica degli impianti in Europa.

Fig 8. Mappe degli impianti esistenti, in costruzione e in progettazione in Europa



Fonte: California Energy Commission, 2007

### 1.3 Il GNL negli Stati Uniti

Gli Stati Uniti sono il primo paese al mondo per consumo totale di energia come anche il primo paese produttore, ma nonostante ciò l'andamento crescente della domanda ha comportato la perdita dell'autosufficienza energetica per il paese. Il paese è il secondo produttore di gas nel mondo, dopo la Russia, con il 18.5% dell' output mondiale, ma è anche il più grande importatore mondiale, davanti alla Germania (116.39 bcm di importazioni totali di gas naturale nel 2006, BP, 2007).

Il volume di importazione di gas naturale è aumentato del 6,1% tra il 2004 e il 2005. Le importazioni nette sono cresciute in misura sostenuta dalla metà degli anni '80 quando gli USA iniziano ad importare gas via gasdotto dal Canada. Più recentemente, il flusso di importazioni dal Canada è andato riducendosi, anche in considerazione del trend calante della produzione canadese. Nel 2006 si segnala un calo dei consumi dell'1,7%, da 629,8 bcm a 619,7 bcm.

Per quanto riguarda il GNL, nel 2005 l'importazione è calata, ma ciò è stato determinato dalla scarsità dei flussi e dalla conseguente forte competizione con altri paesi (principalmente Francia e Spagna).

Gli USA continuano ad esportare GNL in Giappone dall'impianto di liquefazione di Kenai (Alaska) in considerazione dell'assenza di impianti di rigassificazione sulla costa pacifica, perlomeno finché non saranno costruiti nuovi impianti in California, Oregon o Canada (proposte per 3 impianti nella Provincia canadese della British Columbia) o finché non sarà completato l'impianto di Energia Costa Azul a Ensenada Messico, non lontano dalla California del sud.

Nel 2005, le importazioni di gas in generale costituivano il 16,2% del consumo totale di gas naturale; questa dipendenza è salita al 18,8% nel 2006, rilevando il crescente ruolo delle importazioni per il fabbisogno energetico del paese. Se nel 2002 le importazioni di GNL costituivano il 6% di quelle totali del gas, nel 2003 tale percentuale è salita al 13%, mentre nel 2004 le importazioni di GNL sono aumentate del 29%. Per quanto riguarda il GNL, nel 2005, le importazioni costituivano il 14,5% del totale del gas importato e il 2,8% dei consumi USA (EIA, febbraio 2007). Il livello di importazione nel 2005 è stato quasi quattro volte quello del 1999. Nel 2006, gli Stati Uniti hanno importato un totale di 16,56 bcm di GNL, proveniente principalmente da Trinidad & Tobago (oltre il 65%), e con carichi minori dall'Egitto (21,7%), dalla Nigeria e dall'Algeria (BP, 2007). Dal 2007 si è iniziato ad importare GNL anche dal Qatar e dalla Guinea Equatoriale (DOE, 2007). Nel 2006 il gas importato via gasdotto è stato pari a circa l'86% del consumo. Secondo la BP (2007), gli Stati Uniti hanno importato 99,75 bcm di gas dal Canada e 0,08 bcm dal Messico via gasdotto.

Il freno alle importazioni che deriva dalla limitata capacità di rigassificazione rappresenta un grande problema per l'approvvigionamento energetico degli Stati Uniti. Attualmente, gli USA hanno solo 5 terminali di rigassificazione attivi, ed uno (*Northeast Gateway Energy Bridge*) in fase di prova. Tutti gli impianti attivi sono sulla costa atlantica o sul Golfo del Messico. Attualmente ci sono quattro impianti in costruzione nel Golfo del Messico e la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ha approvato altri 10 progetti di impianto, ora in fase di pianificazione, oltre a due gasdotti per il trasporto del gas dagli impianti progettati nelle Bahamas.

La Commissione nazionale per le politiche energetiche, costituita da esperti del settore industriale, accademici, rappresentanti governativi, rappresentanti di organizzazioni non profit, richiesta dal Comitato del Senato americano per l'energia e le risorse naturali di formulare proposte e raccomandazioni sulla questione, prioritaria per la politica energetica nazionale, dell'approvvigionamento di gas naturale ha espresso il proprio parere proponendo l'adozione di una strategia finalizzata a diversificare e



augmentare le forniture di gas naturale disponibile per rispondere alla domanda crescente (*National Energy Policy, 2005*).

Le raccomandazioni prioritarie formulate sono state principalmente due:

- 1) incoraggiare la costruzione del gasdotto con l'Alaska
- 2) favorire una significativa espansione delle infrastrutture di importazione del LNG.

Oltre a ciò, la Commissione ha suggerito di sviluppare le conoscenze e le tecniche per lo sfruttamento delle risorse nazionali, di supportare l'adozione di tecnologie per il carbone pulito, promuovere una più efficace copertura dai rischi delle compagnie di distribuzione del gas, incoraggiando contratti di fornitura di lungo periodo come anche di breve periodo.

Il potenziamento della capacità di importazione di GNL risulta essenziale per accedere al vasto mercato mondiale. D'altra parte nel corso degli ultimi anni i costi di liquefazione e di trasporto si sono ridotti rendendo l'investimento nella costruzione di terminali di rigassificazione economicamente attraente.

La rilevanza strategica del gas naturale è considerata sia sotto il profilo economico che ambientale (2005). Il trend di crescita della domanda rende insufficiente l'offerta interna e canadese. Nel 2006 circa il 96,7% delle riserve di gas naturale mondiali è localizzato all'esterno degli Usa. Allo stesso tempo gli USA consumano circa il 21,6% della produzione annuale mondiale di gas naturale. Per soddisfare la domanda crescente il gas deve acquisire una rilevanza crescente nel mix delle fonti di approvvigionamento. Secondo alcune stime la domanda di gas crescerà negli USA ad un tasso del 2% annuo (almeno fino al 2025).

Attualmente ci sono 16 impianti sotto la "giurisdizione" della FERC, 12 sono impianti di liquefazione e di stoccaggio, i rimanenti sono terminali di importazione (rigassificatori): Everett, Massachusetts; Cove Point, Maryland; Elba Island, Georgia; Lake Charles, Louisiana.

Ci sono altri due impianti operativi, che non sono sotto la giurisdizione della FERC, uno off-shore nel Golfo del Messico e uno in Porto Rico. Negli ultimi anni si è assistito ad un crescente interesse da parte degli operatori all'espansione degli impianti esistenti e allo sviluppo di progetti per nuovi impianti di importazione.

La Commissione della FERC ha approvato progetti di espansione degli impianti di Elba Island e di Lake Charles e tre progetti di nuovi impianti (Cameron, Freeport e Sabine) localizzati lungo la costa del Golfo. Altri 8 progetti sono in fase di istruttoria davanti alla Commissione e altri ancora in fase di preistruttoria.

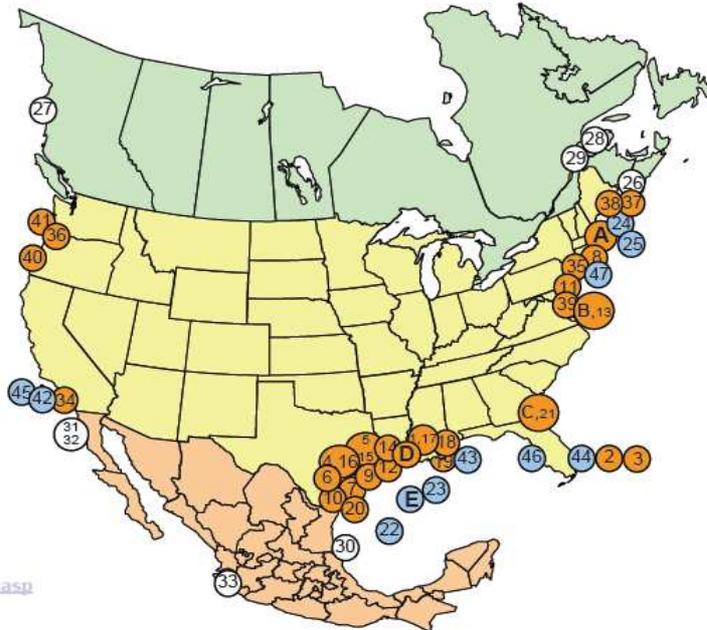
Nella figura che segue è indicata la localizzazione di tutti gli impianti esistenti, approvati e proposti. Risulta evidente il forte impulso allo sviluppo delle infrastrutture per l'importazione del GNL.

Fig. 9 Mappa di impianti esistenti e di progetti presentati in Nord America (ottobre 2007)



FERC

## Existing and Proposed North American LNG Terminals



As of October 31, 2007  
Visit our LNG Section at  
[www.ferc.gov/industries/lng.asp](http://www.ferc.gov/industries/lng.asp)

US Jurisdiction  
● FERC  
● MARAD/USCG

\* US pipeline approved; LNG terminal pending in Bahamas  
\*\* Construction suspended

Office of Energy Projects

## Existing and Proposed North American LNG Terminals

### CONSTRUCTED

- A. Everett, MA : 1.035 Bcfd (DOMAC - SUEZ LNG)
- B. Cove Point, MD : 1.0 Bcfd (Dominion - Cove Point LNG)
- C. Elba Island, GA : 1.2 Bcfd (El Paso - Southern LNG)
- D. Lake Charles, LA : 2.1 Bcfd (Southern Union - Trunkline LNG)
- E. Gulf of Mexico: 0.5 Bcfd (Gulf Gateway Energy Bridge - Excelerate Energy)

### APPROVED BY FERC

1. Hackberry, LA : 1.8 Bcfd (Cameron LNG - Sempra Energy)
2. Bahamas : 0.84 Bcfd (AES Ocean Express)\*
3. Bahamas : 0.83 Bcfd (Calypso Tractebel)\*
4. Freeport, TX : 1.5 Bcfd (Cheniere/Freeport LNG Dev.)
5. Sabine, LA : 2.6 Bcfd (Sabine Pass Cheniere LNG)
6. Corpus Christi, TX: 2.6 Bcfd (Cheniere LNG)
7. Corpus Christi, TX : 1.1 Bcfd (Vista Del Sol - ExxonMobil)
8. Fall River, MA : 0.8 Bcfd (Weaver's Cove Energy/Hess LNG)
9. Sabine, TX : 2.0 Bcfd (Golden Pass - ExxonMobil)
10. Corpus Christi, TX: 1.0 Bcfd (Ingleside Energy - Occidental Energy Ventures)\*\*
11. Logan Township, NJ : 1.2 Bcfd (Crown Landing LNG - BP)
12. Port Arthur, TX: 3.0 Bcfd (Sempra Energy)
13. Cove Point, MD : 0.8 Bcfd (Dominion)
14. Cameron, LA: 3.3 Bcfd (Creole Trail LNG - Cheniere LNG)
15. Sabine, LA: 1.4 Bcfd (Sabine Pass Cheniere LNG - Expansion)
16. Freeport, TX: 2.5 Bcfd (Cheniere/Freeport LNG Dev. - Expansion)
17. Hackberry, LA : 0.85 Bcfd (Cameron LNG - Sempra Energy - Expansion)
18. Pascagoula, MS: 1.5 Bcfd (Gulf LNG Energy LLC)
19. Pascagoula, MS: 1.3 Bcfd (Bayou Casotte Energy LLC - ChevronTexaco)
20. Port Lavaca, TX: 1.0 Bcfd (Calhoun LNG - Gulf Coast LNG Partners)
21. Elba Island, GA: 0.9 Bcfd (El Paso - Southern LNG)

### APPROVED BY MARAD/COAST GUARD

22. Port Pelican: 1.6 Bcfd (Chevron Texaco)
23. Offshore Louisiana : 1.0 Bcfd (Main Pass McMoran Exp.)
24. Offshore Boston: 0.4 Bcfd (Neptune LNG - SUEZ LNG)
25. Offshore Boston: 0.8 Bcfd (Northeast Gateway - Excelerate Energy)

### ANADIAN APPROVED TERMINALS

6. St. John, NB : 1.0 Bcfd (Canaport - Irving Oil/Repsol)
7. Kitimat, BC: 1.0 Bcfd (Kitimat LNG - Galveston Energy)
8. Rivière-du-Loup, QC: 0.5 Bcfd (Cacouna Energy - TransCanada/PetroCanada)
9. Quebec City, QC : 0.5 Bcfd (Project Rabaska - Enbridge /Gaz Met/Gaz de France)

### MEXICAN APPROVED TERMINALS

0. Altamira, Tamulipas : 0.7 Bcfd (Shell/Total/Mitsui)
1. Baja California, MX : 1.0 Bcfd (Energia Costa Azul - Sempra Energy)
2. Baja California, MX : 1.5 Bcfd (Energia Costa Azul - Sempra Energy - Expansion)
3. Manzanillo, MX: 0.5 Bcfd

### PROPOSED TO FERC

4. Long Beach, CA : 0.7 Bcfd. (Mitsubishi/ConocoPhillips - Sound Energy Solutions)
5. LI Sound, NY: 1.0 Bcfd (Broadwater Energy - TransCanada/Shell)
6. Bradwood, OR: 1.0 Bcfd (Northern Star LNG - Northern Star Natural Gas LLC)
7. Pleasant Point, ME : 2.0 Bcfd (Quoddy Bay, LLC)
8. Robbinston, ME: 0.5 Bcfd (Downeast LNG - Kestrel Energy)
9. Baltimore, MD: 1.5 Bcfd (AES Sparrows Point - AES Corp.)
0. Coos Bay, OR: 1.0 Bcfd (Jordan Cove Energy Project)
1. Astoria, OR: 1.5 Bcfd (Oregon LNG)

### PROPOSED TO MARAD/COAST GUARD

2. Offshore California : 1.4 Bcfd, (Clearwater Port LLC - NorthernStar NG LLC)
3. Gulf of Mexico: 1.4 Bcfd (Bienville Offshore Energy Terminal - TORP)
4. Offshore Florida: 1.9 Bcfd (SUEZ Calypso - SUEZ LNG)
5. Offshore California: 1.2 Bcfd (OceanWay - Woodside Natural Gas)
6. Offshore Florida: 1.2 Bcfd (Hoëgh LNG - Port Dolphin Energy)
7. Offshore New York: 2.0 Bcfd (Safe Harbor Energy - ASIC, LLC)

## 1.4 Il GNL in Cina

La crescita dei fabbisogni energetici della Cina, come noto, è particolarmente sostenuta e le previsioni della Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) lo confermano. Lo scenario base (reference scenario) indica più che un raddoppio della domanda per l'energia primaria, da 1.742 milioni di tpe nel 2005 fino a 3.819 milioni di tpe nel 2030, con una crescita media annuale del 3,2%. Una indicazione della dimensione della domanda cinese è data dal peso della Cina nelle importazioni di petrolio, nel 2006 è stato il terzo paese importatore, dopo gli Stati Uniti e il Giappone, da considerare insieme al fatto che la gran parte del fabbisogno energetico per usi industriali e domestici è coperto dal carbone (69% del consumo totale di energia primaria), mentre il gas ha un peso di circa il 3%. L'intenso uso del carbone (la produzione di energia elettrica cinese è quasi interamente alimentata a carbone), ha comportato e comporta rilevanti problemi di ordine ambientale.

Per quanto riguarda il gas naturale, nel 2006 la Cina aveva 2,45 tcm di riserve con un R/P di 41,8 anni (1,3% delle riserve mondiali) e una produzione di 58,6 bcm (2,0% del output mondiale), che rappresentava un aumento del 17,2% rispetto alle 50,0 bcm del 2005. La rapidità dell'aumento del consumo di energia in Cina, tema del World Energy Outlook 2007, si osserva anche nel consumo di gas naturale, con un aumento del 21,6% da 45,7 bcm nel 2005 a 55,6 bcm nel 2006 (BP, 2007).

Viste le previsioni di consumo nazionale, la Cina sta portando avanti parallelamente una politica di diversificazione sia delle fonti che dei paesi di provenienza delle importazioni. In tale ottica si colloca il grande numero di progetti per impianti di rigassificazione.

In questo contesto, la politica energetica cinese ha come obiettivo di aumentare l'utilizzo del gas dall'attuale 3% all'8-10% entro il 2015 e, nel lungo periodo, la sostituzione del carbone e del petrolio con il gas per i gravissimi problemi ambientali che ormai costituiscono una delle principali priorità del governo cinese. In linea con tale obiettivo il sistema infrastrutturale per l'approvvigionamento del gas si sta sviluppando rapidamente e aumentano i rapporti con i paesi dell'Asia centrale finalizzati ad accordi, in alcuni casi avanzati, in particolare per la costruzione di un gasdotto dalla Siberia e un oleodotto dal Kazakistan. Alla fine del 2004 è stato completato il colossale progetto della West East Gasline che collega il Tarim a Shanghai. A luglio 2006 sono cominciati i flussi da questo primo oleodotto transnazionale dal Kazakistan e dalla Russia (50/50) (EIA, 2006).

Finora, le risorse di gas sono state consumate principalmente nelle regioni di produzione, anche per la limitatezza della rete di distribuzione. Nel gennaio del 2005 è stato attivato il gasdotto "West-East" di PetroChina da Xinjiang al Shanghai. Ci sono anche progetti per collegare la rete cinese a quella russa e di costruzione di un gasdotto dal Kazakistan.

Numerosi sono poi i progetti di impianti di GNL, in Cina fino al 2006 non esisteva alcun terminal di rigassificazione. I tre principali operatori cinesi nel settore di gas, CNOOC, CNPC e Sinopec, si sono trovati a competere per aggiudicarsi la costruzione degli impianti previsti e quindi il controllo del mercato sulla costa e allo stesso tempo quello delle altre infrastrutture energetiche come i gasdotti esistenti e futuri.

Il governo cinese ha espresso la volontà di intervenire nella pianificazione e regolamentazione degli investimenti nel settore per garantire una sinergia delle politiche di sviluppo sostenibile. Proprio con riguardo a ciò, dopo aver registrato una corsa degli operatori a insediarsi in certe aree costiere, ha ora imposto che in ogni provincia non possa essere costruito più di un impianto di rigassificazione di gas liquido. La Provincia di Guangdong dovrebbe rimanere un'eccezione con due terminali. Un elenco di progetti era stato reso noto da fonti governative nel giugno del 2005 dal

quale si intuisce una sorta di divisione del mercato tra i diversi operatori con una posizione migliore per la CNOOC.

Tab. 16 Elenco dei progetti approvati e previsti

Company	Province	Status	Initial Capacity mtpa	Start date	Expanded capacity mtpa	Supplier
CNOOC	Guangdong	Under Construction	3.7	2006	6.2	Australia North West Shelf
CNOOC	Fujian	Under Construction	2.6	2007 (expected to slip to 2008)	5	Indonesia Tangguh
CNOOC	Zhejiang	Approved	3	2009	6	Possibly Gorgon
CNOOC	Shanghai	Approved	3	2008?	6	Possibly Malaysia
PetroChina	Liaoning	Approved	4	2008?	6	
PetroChina	Jiangsu	Approved	3.5	2010	6	
PetroChina	Hebei	Approved	6	2009/2010	10	
Sinopec	Shandong	Approved	3	2008?	5	
Sinopec	Guangxi	Provisional Allocation				
Sinopec	Tianjin	Provisional Allocation				

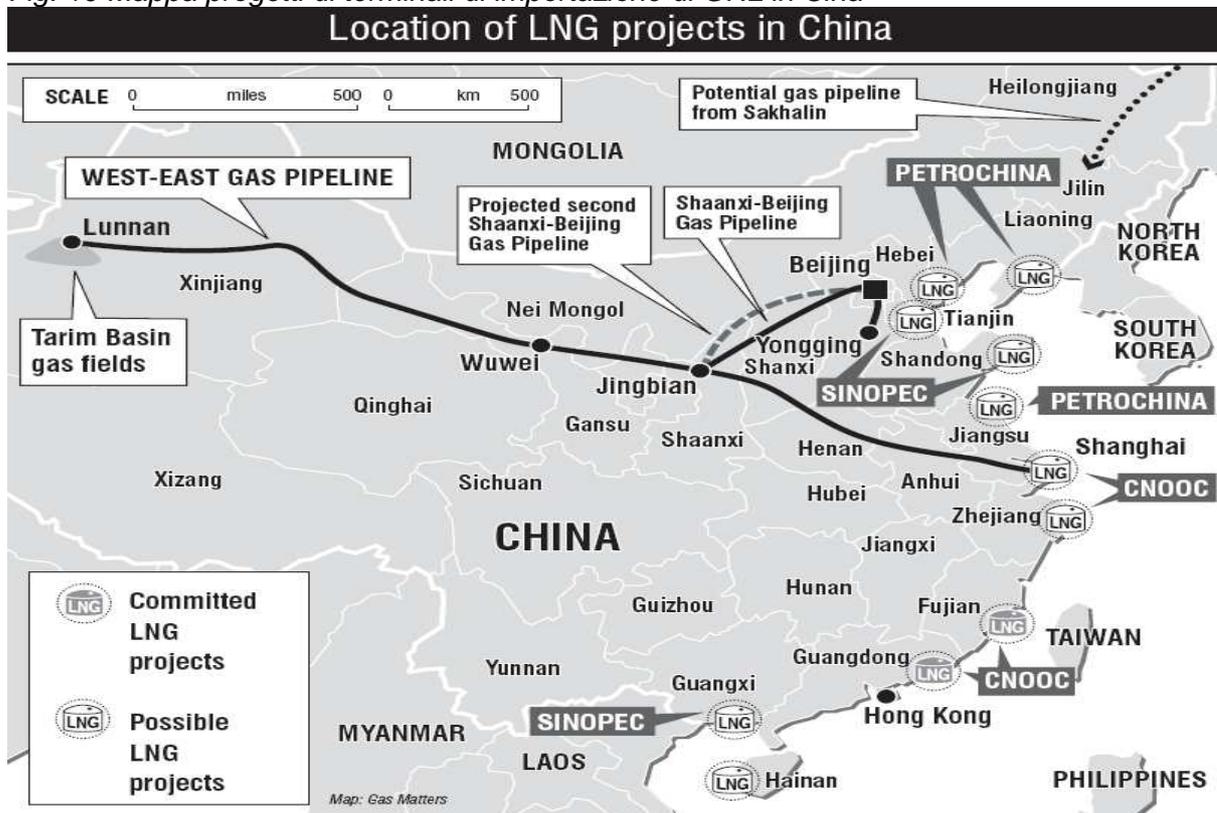
Source: South China Morning Post and Gas Matters

Neither Sinopec nor PetroChina have announced firm LNG purchase commitments

Tianjin and Guangxi projects have not been announced by Sinopec

Una mappa pubblicata sulla rivista Gas Matter del settembre del 2005 mostra la localizzazione degli impianti, con qualche differenza rispetto a quanto dichiarato da fonti governative. Nel frattempo, l'impianto della provincia del Guangdong nel sud-est della Cina è diventato operativo e riceve il gas dall'Australia (l'accordo prevede la fornitura per 25 anni). Durante la visita del Premier cinese Jiabao al Primo Ministro australiano Howard è stata annunciata la costruzione del secondo impianto nella Provincia che diventerà operativo nel 2010.

Fig. 10 Mappa progetti di terminali di importazione di GNL in Cina





## **2. Il ruolo del gas nelle strategie di approvvigionamento energetico nazionale**

### **2.1 Il quadro delle politiche energetiche**

Secondo gli analisti del mercato i prossimi anni saranno caratterizzati da un'importanza crescente del gas naturale nel panorama energetico mondiale. La crescita potrà essere attribuita da un lato all'aumento dei consumi di gas per la produzione di energia elettrica e dall'altro all'aumento della domanda di gas nel settore degli usi civili (nel 2010 i consumi previsti di gas naturale supereranno in Italia i 90 miliardi di metri cubi e la dipendenza dalle importazioni sarà di oltre il 90%).

L'aumento della penetrazione del gas naturale, in sostituzione dei prodotti petroliferi e del carbone che emettono maggiori quantità di CO<sub>2</sub>, è una delle opzioni più favorevoli e fattibili per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> e può dare un contributo importante al raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra del 6,5% entro il 2008-2012 rispetto al 1990, fissato per l'Italia nel Protocollo di Kyoto.

In un recente studio del Cnel<sup>3</sup> tra le motivazioni di carattere generale che consigliano, soprattutto nel breve-medio periodo, l'opzione strategica del gas nel sistema energetico nazionale, in sostituzione principalmente del petrolio, sono indicate:

- ❑ la larga disponibilità di riserve in numerose aree politicamente stabili;
- ❑ la possibilità di accordi di lunga durata con i paesi produttori;
- ❑ la bassa variabilità dei prezzi sui mercati internazionali;
- ❑ le grandi reti di trasporto esistenti e in costruzione;
- ❑ la possibilità di sviluppare impianti di rigassificazione ubicati nei paesi consumatori;
- ❑ la buona sostituibilità del gas al petrolio in tutti gli usi;
- ❑ vantaggi economici e ambientali.

La descrizione del mercato del gas si propone di individuare sinteticamente le principali caratteristiche del settore, a seguito dei processi di riforma introdotti con il decreto legislativo 164/2000, ponendo una attenzione particolare alla fase upstream (produzione ed importazione del gas) le cui specificità hanno una influenza diretta sull'operazione posta in atto da Brindisi LNG nell'ambito della realizzazione di un impianto di rigassificazione nel territorio di Brindisi. L'operazione di Brindisi LNG infatti, si inquadra all'interno delle attività di approvvigionamento del gas.

L'industria nazionale del gas naturale è infatti una filiera produttiva articolata in varie fasi: approvvigionamento, trasporto, stoccaggio, distribuzione primaria e secondaria e vendita.

---

<sup>3</sup> Cnel - Orientamenti per una politica nazionale in materia di energia - 28/04/2005



- *Approvvigionamento* (produzione nazionale e importazioni): la fase dell'approvvigionamento del gas comprende la produzione e le importazioni dal mercato internazionale. L'Italia si caratterizza per essere un paese nettamente importatore di gas naturale: mentre nel 2004 le importazioni hanno rappresentato complessivamente quasi l'84% dei consumi (circa 68 miliardi di metri cubi), questo livello è aumentato fino all' 87,5% nel 2006 (con oltre 77 miliardi di metri cubi).
- *Trasporto e stoccaggio*: l'attività di trasporto su rete ad alta pressione (oltre 1.702 km di metanodotti di una rete con un totale estensione di quasi 226.000 km) comprende la veicolazione del gas dal punto di immissione della rete nazionale (importazione o campo di stoccaggio) sino alla cabina di ricezione del gas da parte del cliente che utilizza direttamente il gas naturale (distribuzione primaria) o che - come le aziende distributrici locali - lo immettono nella rete urbana per la successiva vendita (distribuzione secondaria). Per stoccaggio si intende il deposito delle eccedenze di gas rispetto ai consumi in depositi naturali, che in Italia sono costituiti da giacimenti esausti.
- *Distribuzione e vendita*: la distribuzione è la fase finale della filiera che ha contatti diretti con il cliente consumatore (sia esso grande o piccolo).

Prima del processo di liberalizzazione (introdotto in Italia con il decreto legislativo n° 164/2000 – decreto Letta - attuazione della direttiva n.° 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale) l'attività di distribuzione era suddivisa in due diverse forme:

- la grande distribuzione che serve i consumatori con consumi rilevanti comprese le aziende di distribuzione al dettaglio;
- la distribuzione finale che serve i cittadini e la piccola industria.

A seguito della riforma il settore downstream è profondamente cambiato, comportando una maggiore concentrazione delle società di distribuzione, anche mediante la costituzione di consorzi.

In particolare nel 2006<sup>4</sup> il mercato è così organizzato:

- 308 imprese/operatori che distribuiscono il gas;
- 5800 comuni serviti dalla distribuzione (da 8101 in totale).

Le Aziende Distributrici servono oltre 20,2 milioni di utenti (famiglie, impianti centralizzati, piccolo e grande terziario e piccola industria). Inoltre, ogni distributore ha dovuto dividere le attività di vendita da quelle di distribuzione del gas (intendendo con esse la gestione della rete, della misura dei consumi, della sicurezza di trasporto e gestione).

In particolare, le disposizioni più rilevanti del Decreto Letta si possono così riassumere:

---

<sup>4</sup> AEEG, 2007.



- le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque loro forma e comunque utilizzate, sono libere;
- il Decreto limita per un periodo di nove anni l'operatività di ciascuna impresa sia nell'attività di vendita sia in quella di approvvigionamento. In particolare stabilisce due tetti antitrust sul gas venduto e su quello immesso sul territorio nazionale (al fine di diminuire l'attività dominante dell'incumbent);
- il Decreto introduce il principio della separazione societaria: è previsto, infatti, che “a decorrere dal 1° gennaio 2002 l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas, ad eccezione dell'attività di stoccaggio, che è comunque oggetto di separazione contabile e gestionale dall'attività di trasporto e dispacciamento e di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas”. Lo stesso principio vale anche per la “distribuzione” intesa come gestione della rete di gasdotti delle aziende distributrici;
- dal 1° gennaio 2003 tutti gli utilizzatori di gas naturale sono idonei, ossia sono liberi di acquistare gas da fornitori direttamente selezionabili sul mercato. In pratica il mercato del gas, precedentemente gestito in regime di monopolio, con la liberalizzazione di alcuni settori, come la vendita, si è avviato a divenire concorrenziale;
- il Decreto prescrive alle imprese che trasportano il gas a livello nazionale e locale “l'obbligo di permettere l'accesso al sistema a coloro che ne facciano richiesta nel rispetto delle condizioni tecniche di accesso e di interconnessione “ con riferimento a quanto disciplinato dallo stesso.

Un altro importante cambiamento si è avuto con il Decreto Ministeriale 11 aprile 2006, pubblicato nella G.U. n. 109 del 12.5.2006: il Ministero per lo sviluppo economico ha regolamentato la disposizione dell'articolo 1, comma 17, della legge 23 agosto 2004, n. 239, che stabilisce che le imprese che investono, direttamente o indirettamente, nella realizzazione in Italia di nuovi terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto, possono richiedere per la capacità di nuova realizzazione l'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi. Questo decreto ha contribuito molto a stimolare l'interesse di aziende sia italiane, sia estere ad investire nel settore di GNL in Italia.

La Commissione europea, pone l'accento sulla necessità di affrontare le sfide mediante una politica energetica che, con il dovuto rispetto per l'autodeterminazione dei singoli paesi membri, si esprima con una unica voce anziché affidarsi a una molteplicità di politiche nazionali, spesso in contrapposizione tra loro. A favore di un tale approccio sono il notevole peso negoziale a livello mondiale dell'Unione europea come consumatore di energia, nonché il posto di primo piano che essa occupa nella gestione della domanda, nella promozione di forme di energia nuove e rinnovabili, nello sviluppo delle tecnologie a bassa emissione di carbonio. La necessità di una politica energetica unitaria è stata ribadita anche nel recente Consiglio di marzo 2006 nel quale i Ministri dell'energia hanno sollecitato, tra l'altro, maggiori coerenza e coordinamento



tra gli Stati membri in termini sia di politica energetica interna sia di politica estera a supporto dell'obiettivo di sicurezza degli approvvigionamenti.

Le linee generali di politica energetica in Italia sono inserite nel quadro del *Documento di programmazione economica e finanziaria (DPEF) per il periodo 2007-2011* che definisce le linee strategiche di indirizzo e prevede un specifico capitolo dedicato all'energia.

In questo quadro, il governo italiano ha delineato, con il ddl. 9 giugno 2006 (noto come "*Legge Bersani*") le linee strategiche di intervento sul settore energetico. Il cosiddetto **Pacchetto Energia** si muove su 5 priorità:

1. Liberalizzare il mercato dell'energia
2. Migliorare la sicurezza di approvvigionamento
3. Rilanciare l'efficienza energetica
4. Alleggerire il carico fiscale sugli utenti
5. Favorire l'insediamento sul territorio di infrastrutture energetiche

Il completamento del processo di liberalizzazioni del mercato dell'energia, dovrebbe essere realizzato attraverso 6 azioni:

- dando piena attuazione alle direttive europee in materia di apertura dei mercati dell'energia e in materia di sicurezza degli approvvigionamenti di gas;
- impegnando il Ministero dello Sviluppo Economico ad emanare le direttive con le quali indicherà gli obblighi relativi al servizio pubblico imposti nell'interesse economico generale alle imprese che operano nei settori dell'energia elettrica e del gas relativi alla sicurezza dell'approvvigionamento, alla regolarità e alla qualità delle forniture;
- garantendo, a tutela dei consumatori, l'offerta di energia elettrica e di gas a condizioni di mercato ai clienti degli ambiti sociali e territoriali che più difficilmente possono beneficiare della concorrenza;
- promuovendo la realizzazione di un mercato concorrenziale dell'offerta di energia elettrica e di gas naturale attraverso *l'incentivazione di nuovi gasdotti o nuovi terminali*;
- promuovendo la *concorrenza nelle forniture di gas dall'estero*, attraverso la riformulazione dei tetti antitrust all'import di gas dall'estero, sulla base dello sviluppo atteso della situazione concorrenziale del mercato del gas naturale, e tenendo conto del grado di terzietà delle infrastrutture di approvvigionamento all'estero e delle effettive possibilità di accesso dei terzi ai mercati esteri, purché in presenza di effettive condizioni di reciprocità nel settore con le imprese di Stati non appartenenti all'Unione europea;
- disciplinando il mercato degli strumenti finanziari derivati collegati ai mercati fisici dell'energia elettrica e del gas, anche attraverso la definizione di una sede unificata di contrattazione e prevedendo forme di reciproca informazione e collaborazione tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e le altre autorità di vigilanza. Prevedendo in sostanza la possibilità di fare scambi virtuali di energia elettrica e in prospettiva anche del gas e creando un mercato dei futures per l'elettricità (che ha già un mercato fisico nella Borsa elettrica gestita dal Gme) e



- poi per il gas (che ancora non ha una Borsa del gas). Il fine è quello di attenuare i rischi legati all'andamento dei prezzi e aumentare la concorrenza;
- promuovendo l'effettiva concorrenza anche rafforzando le misure relative alla separazione societaria, organizzativa e decisionale tra le imprese operanti nelle attività del trasporto e della distribuzione di energia elettrica e di gas naturale e dello stoccaggio di gas naturale e le imprese operanti nelle attività di produzione, approvvigionamento e vendita e prevedendo limiti alla partecipazione azionaria o forme di separazione proprietaria tra le attività di trasporto e stoccaggio e le attività di produzione, approvvigionamento e vendita;
  - promuovendo operazioni di aggregazione territoriale delle attività di distribuzione, a vantaggio della riduzione dei costi di distribuzione, attraverso l'identificazione, in base a criteri di efficienza, di bacini minimi di utenza.

Le maggiori garanzie sul fronte della sicurezza dell'approvvigionamento di energia si otterranno definendo strumenti e accordi in ambito europeo per l'utilizzo condiviso tra più Stati membri di stoccaggi di gas naturale in sotterranei, dove le condizioni tecniche e infrastrutturali lo consentano, e per il coordinamento dei piani di emergenza nazionali.

L'alleggerimento del carico fiscale degli utenti viene perseguito essenzialmente attraverso la "sterilizzazione", a partire dal primo gennaio 2007, dell'incidenza dell'Iva sulla fiscalità energetica per evitare che lo Stato sia cointeressato all'aumento dei prezzi dei carburanti. A questo fine il ddl 9 giugno 2006 consente di variare, con decreto del ministro dell'Economia, di concerto con il ministro dello Sviluppo economico, le aliquote delle accise sugli oli minerali in aumento o in diminuzione, in modo da compensare la conseguente incidenza dell'Iva. Le risorse drenate dall'Iva possono essere utilizzate per ammortizzare il prezzo della benzina alla pompa, per le compensazioni territoriali destinate agli enti locali che accettano le infrastrutture energetiche e per il solare termico. Le risorse da destinare agli enti locali sono immediatamente disponibili dal momento dell'entrata in vigore del disegno di legge grazie ad un Fondo ad hoc costituito presso il Ministero dello Sviluppo Economico pari a 50 mln di euro all'anno.

In questo modo si favorisce l'insediamento sul territorio di infrastrutture energetiche. Tale obiettivo viene perseguito anche riorganizzando la normativa sulle compensazioni territoriali destinate "a regioni ed enti locali interessati alla costruzione di nuove infrastrutture di trasporto di energia, di stoccaggio di gas naturale o di importazione di energia elettrica o gas naturale dichiarate di interesse nazionale ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti energetici" secondo criteri di maggiore efficacia e finanziando, tramite gli enti locali, interventi di carattere sociale a favore dei residenti nei territori interessati, anche ai fini della riduzione dei costi delle bollette elettrica e del gas.

Anche in questo quadro di interventi sistemici si rileva ancora una volta la centralità del gas come fonte primaria privilegiata. L'attenzione è notevole, sia in linea con le tendenze globali, sia per ragioni contingenti di fragilità nazionale nel sistema di approvvigionamento.



A fronte delle crisi nel settore energetico degli ultimi 2 anni sono state predisposte alcune misure strutturali.

Innanzitutto, un Piano per incrementare la disponibilità di stoccaggio che si articola in quattro azioni chiave:

- a) emanazione di un decreto del ministero dello Sviluppo Economico per disciplinare il rilascio ai soggetti che investono in nuove capacità di stoccaggio di una esenzione parziale dall'obbligo di accesso di terzi alle capacità di stoccaggio realizzate. In sostanza si tratta di emanare un decreto con cui si consente a chi fa investimenti in stoccaggio di potere utilizzare almeno l'80% delle nuove capacità per fini propri per almeno 20 anni;
- b) attuazione dei programmi (che dovranno essere operativi a partire dalla metà del 2007) per l'aumento della pressione di iniezione in alcuni stoccaggi in regime di prova pilota;
- c) accelerazione della realizzazione di nuovi campi di stoccaggio che dovranno essere operativi dal 2009;
- d) conferimento entro la fine del 2006 da parte del Ministero dello Sviluppo Economico di 5 nuove concessioni di stoccaggio in corso di Valutazione di impatto ambientale (Via) e l'offerta a terzi di nuovi giacimenti di gas esauriti da convertire a stoccaggio.

In secondo luogo, un piano per incrementare le immissioni di gas in rete articolato in cinque passaggi:

- a) azioni del Ministero dello Sviluppo Economico e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'accelerazione al 1° ottobre 2008 (rispetto all'attuale previsione dell'aprile 2009) della seconda fase del potenziamento dei gasdotti di transito in Austria (TAG). La prima fase del potenziamento prevede una capacità di trasporto di 3,2 mld di metri cubi di gas. La seconda una capacità di trasporto pari a ulteriori 3,3 mld di metri cubi di gas;
- b) monitoraggio della realizzazione delle due fasi di potenziamento del gasdotto di transito in Tunisia (TTPC), rispettivamente previste per il 1° aprile 2008 con una capacità di trasporto pari a 3,2 mld di metri cubi di gas e per il 1° ottobre 2008 con una capacità di trasporto pari a ulteriori 3,3 mld di metri cubi di gas;
- c) promozione della realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione di Gnl. I primi potranno essere operativi non prima del 2008;
- d) promozione dello sviluppo di nuovi gasdotti (operativi non prima del 2010) di interconnessione con la Grecia per l'importazione di gas dall'area del Caspio attraverso la Turchia (IGI, progetto per l'interconnessione Grecia-Italia) e con l'Algeria (progetto Galsi, gasdotto Algeria-Sardegna-Italia);
- e) entrata in produzione di nuovi giacimenti nazionali operativi non prima del 2007.

Infine l'adozione di Misure per aumentare la sicurezza del sistema del gas:

- a) emanazione del decreto legislativo per il completo recepimento della direttiva 2004/67/CE sulla sicurezza degli approvvigionamenti di gas (delega contenuta nel disegno di legge approvato in Consiglio dei ministri il 9 giugno 2006);
- b) piani di emergenza gas coordinati a livello europeo.



Nonostante l'intero percorso di sviluppo delle infrastrutture energetiche programmato, sia incentrato sull'esigenza di una maggiore efficienza e disponibilità di risorse energetiche primarie, appare chiaro che l'insieme delle attività previste e approvate per l'approvvigionamento di gas naturale appare superiore al fabbisogno previsto sia di energia, sia di gas.

Inoltre, la *legge finanziaria 2007 (27 dicembre 2006, n. 296)* ha anche indirizzato le problematiche energetiche del paese, specialmente per quanto riguarda l'efficienza energetica e la promozione di risorse di energia rinnovabili per facilitare il rispetto del Protocollo di Kyoto. In particolare per quanto riguarda il settore del gas naturale, e' intervenuta di nuovo a disciplinare il termine entro il quale la società Eni dovrà procedere alla dismissione delle proprie quote azionarie nel capitale di Snam Rete Gas oltre il limite del 20%, anche in previsione di un nuovo decreto per determinare i criteri di privatizzazione di Snam Rete Gas.

Altri interventi normativi in corso di definizione con effetti sul mercato del gas sono i seguenti:

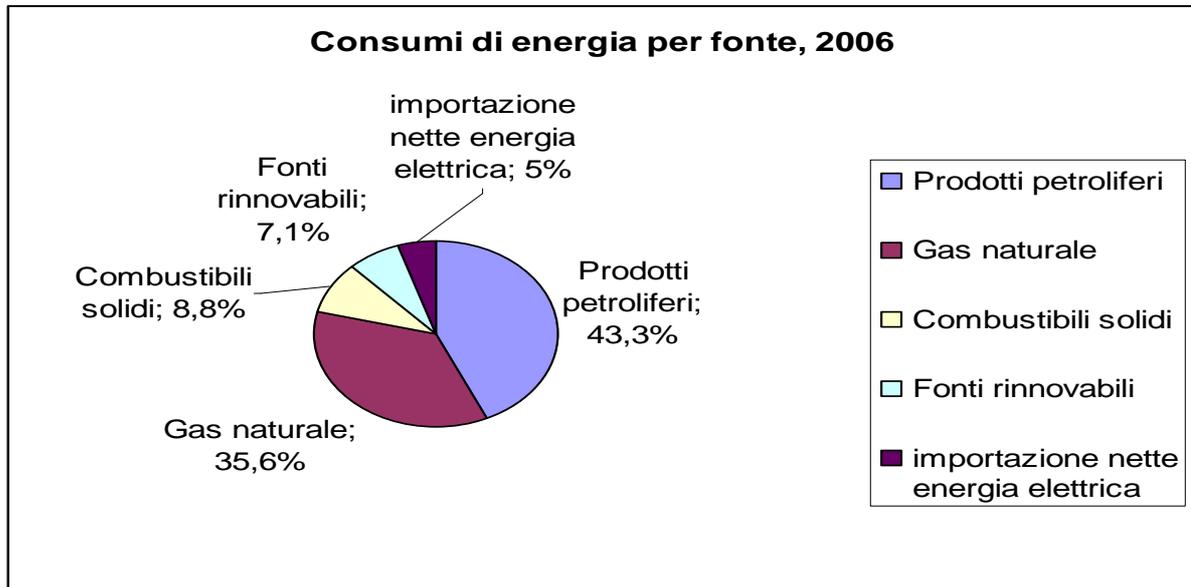
- disegno di legge "Delega al Governo per completare la liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale e per il rilancio del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili, in attuazione delle Direttive comunitarie 2003/54/CE, 2003/55/CE e 2004/67/CE (AS' 692);
- disegno di Legge "Disposizione in materia di regolazione e vigilanza sui mercati e di funzionamento delle Autorità amministrative indipendenti (AS 1366);
- schema di decreto del Ministero dello sviluppo economico riguardante misure transitorie per la tutela della sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale ai clienti finali per consumi inferiori a 200.000 m3 all'anno.

## **2.2 Il bilancio energetico**

In Italia, a partire dagli anni novanta, si è registrato un aumento sostenuto della quota di gas naturale nel consumo di energia. Il consumo del gas è cresciuto da circa 40 Mtep del 1990 fino 71,2 Mtep nel 2005, quando ha coperto ben il 36% del fabbisogno italiano, tuttavia il 2006 ha visto un rallentamento della dinamica dei fabbisogni di energia del paese. I consumi di energia primaria e finale sono diminuiti rispettivamente dell'1,1% (195,60 Mtep) e dell'1,4% (143,57 Mtep). La diminuzione dei consumi è stata maggiore negli usi finali (-2,1%). Il bilancio energetico nazionale del 2006 evidenzia significativi mutamenti nella struttura dei consumi finali e nella composizione degli approvvigionamenti, della disponibilità per il consumo interno e della trasformazione dell'energia (Tab. 1 e 2). Secondo l'AEEG, il calo nel consumo di energia è in gran parte legato ai cambiamenti climatici.

Nel 2006, si rilevano riduzioni significative nella produzione nazionale del gas naturale (-9,0%) e del petrolio (-5,6%). Nello stesso anno, per la prima volta in più di un decennio, si è verificato un calo del 2,1% nel consumo di gas naturale da 71,2 a 69,7 Mtep. Una diminuzione ancora più significativa si osserva per l'energia elettrica, con un calo del 9% nel consumo interno.

Fig. 1. Consumi di energia primaria per fonte, Mtep, 2006



Fonte: elaborazione su dati MSE, 2007

Nel bilancio energetico 2006, il petrolio e il gas naturale rimangono le fonti di energia più importanti, il petrolio con una quota del 43,3% dei consumi interni e del 47,7% degli impieghi finali, e il gas naturale con quote rispettivamente del 35,6% e del 29,3%. Le importazioni di gas sono aumentate del 5,3%, mentre quelle del petrolio sono diminuite (-1,4%). Il calo più significativo tra le importazioni (-7,9%) è invece riferito all'energia elettrica. Nel 2006 gli impieghi del gas sono stati principalmente nella generazione di energia elettrica (26,83 Mtep), seguiti dagli usi civili ed industriali. Rileva anche una piccola ma crescente quota (+7,9% nel 2006) di utilizzo del gas nei trasporti che riflette l'aumento di uso del GPL e Metano. Il bilancio energetico mostra inoltre l'aumento del ruolo delle fonti rinnovabili che nel 2006 ha registrato una crescita della quota dal 6,8% al 7,1% dei consumi interni.

Tab. 1 Bilancio energetico in Italia (Mtep), 2006 e 2005

(Mtep) Anno 2006	Solidi	Gas	Petrolio	Rinnovabili	Elettrica*	Totale**
1. Produzione	0,63	9,06	5,77	13,21	0,00	28,68
2. Importazione	16,80	63,85	106,82	0,74	10,19	198,41
3. Esportazione	0,17	0,30	27,18	0,00	0,35	28,01
4. Variazione scorte	-0,11	2,91	0,68	0,00	0,00	3,47
5. Disponibilità per il Consumo interno (1+2-3-4)	17,37	69,70	84,74	13,95	9,84	195,60
6. Consumi e perdite del settore energetico	-0,52	-0,83	-6,72	-0,09	-43,87	-52,03
7. Trasform. in energia elettrica	-12,09	-26,83	-9,59	-11,95	60,46	0,00
8. Totale impieghi finali (5+6+7)	4,77	42,04	68,43	1,91	26,42	143,57
- industria	4,57	16,21	7,43	0,28	12,14	40,63
- trasporti	0,00	0,41	42,86	0,17	0,87	44,32
- usi civili	0,01	24,26	5,85	1,30	12,94	44,36
- agricoltura	0,00	0,17	2,61	0,16	0,46	3,41
- sintesi chimica	0,19	0,99	6,13	0,00	0,00	7,31

(Mtep) Anno 2005	0,00	0,00	3,55	0,00	0,00	3,55
	Solidi	Gas	Petrolio	Rinnovabili	Elettrica*	Totale**
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,55	0,00	0,00	3,55
<b>1. Produzione</b>	<b>0,63</b>	<b>9,96</b>	<b>6,11</b>	<b>12,73</b>	<b>0,00</b>	<b>29,43</b>
<b>2. Importazione</b>	<b>16,57</b>	<b>60,61</b>	<b>108,37</b>	<b>0,78</b>	<b>11,06</b>	<b>197,39</b>
<b>3. Esportazione</b>	<b>0,20</b>	<b>0,33</b>	<b>28,90</b>	<b>0,00</b>	<b>0,24</b>	<b>29,67</b>
<b>4. Variazione scorte</b>	<b>-0,04</b>	<b>-0,93</b>	<b>0,34</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>-0,63</b>
<b>5. Disponibilità per il Consumo interno (1+2-3-4)</b>	<b>17,04</b>	<b>71,17</b>	<b>85,24</b>	<b>13,51</b>	<b>10,81</b>	<b>197,78</b>
<b>6. Consumi e perdite del settore energetico</b>	<b>-0,52</b>	<b>-0,84</b>	<b>-6,59</b>	<b>-0,09</b>	<b>-43,16</b>	<b>-51,19</b>
<b>7. Trasform. in energia elettrica</b>	<b>-11,89</b>	<b>-25,28</b>	<b>-9,43</b>	<b>-11,60</b>	<b>58,21</b>	<b>0,00</b>
<b>8. Totale impieghi finali (5+6+7)</b>	<b>4,63</b>	<b>45,05</b>	<b>69,22</b>	<b>1,83</b>	<b>25,87</b>	<b>146,59</b>
- industria	4,43	16,97	7,50	0,27	11,90	41,06
- trasporti	0,00	0,38	42,57	0,16	0,85	43,96
- usi civili	0,01	26,53	6,63	1,25	12,65	47,06
- agricoltura	0,00	0,17	2,62	0,15	0,46	3,40
- sintesi chimica	0,19	1,00	6,49	0,00	0,00	7,68
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,42	0,00	0,00	3,42

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

Fonte: Ministero dell'economia e delle finanze, citato in AEEG 2007, p. 19.

**Tab. 2 Confronto 2005-2006 del Bilancio dell'energia in Italia**

(Mtep)	Variazione percentuale 2005/2006					
	Solidi	Gas	Petrolio	Rinnovabili	Energia Elettrica*	Totale
<b>1. Produzione</b>	<b>0,0%</b>	<b>-9,0%</b>	<b>-5,6%</b>	<b>3,8%</b>	<b>0,0%</b>	<b>-2,5%</b>
<b>2. Importazione</b>	<b>1,4%</b>	<b>5,3%</b>	<b>-1,4%</b>	<b>-5,1%</b>	<b>-7,9%</b>	<b>0,5%</b>
<b>3. Esportazione</b>	<b>-15,0%</b>	<b>-9,1%</b>	<b>-6,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>45,8%</b>	<b>-5,6%</b>
<b>4. Variazione scorte</b>						
<b>5. Disponibilità per il Consumo interno (1+2-3-4)</b>	<b>1,9%</b>	<b>-2,1%</b>	<b>-0,6%</b>	<b>3,3%</b>	<b>-9,0%</b>	<b>-1,1%</b>
<b>6. Consumi e perdite del settore energetico</b>	<b>0,0%</b>	<b>-1,2%</b>	<b>2,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>1,6%</b>	<b>1,6%</b>
<b>7. Trasformazione in energia elettrica</b>	<b>1,7%</b>	<b>6,1%</b>	<b>1,7%</b>	<b>3,0%</b>	<b>3,9%</b>	<b>0,0%</b>
<b>8. Totale impieghi finali (5+6+7)</b>	<b>3,0%</b>	<b>-6,7%</b>	<b>-1,1%</b>	<b>4,4%</b>	<b>2,1%</b>	<b>-2,1%</b>
- industria	3,2%	-4,5%	-0,9%	3,7%	2,0%	-1,0%
- trasporti	0,0%	7,9%	0,7%	6,3%	2,4%	0,8%
- usi civili	0,0%	-8,6%	-11,8%	4,0%	2,3%	-5,7%
- agricoltura	0,0%	0,0%	-0,4%	6,7%	0,0%	0,3%
- sintesi chimica	0,0%	-1,0%	-5,5%	0,0%	0,0%	-4,8%
- bunkeraggi	0,0%	0,0%	3,8%	0,0%	0,0%	3,8%

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

Fonte: Elaborazione Nomisma da dati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, AEEG 2007, p. 19.

Secondo i dati dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)<sup>5</sup>, la diminuzione nell'approvvigionamento di gas naturale (-2,1% di risorse disponibili per il consumo interno) ha riguardato essenzialmente la riduzione della produzione nazionale (-9,0%).

<sup>5</sup> AEEG, Relazione annuale, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007.

C'è stato un aumento negli approvvigionamenti da fonti energetiche rinnovabili (biomasse e rifiuti, energia eolica e fotovoltaica), che nei consumi interni sono complessivamente aumentate di circa il 3,3%, mentre l'uso di questo tipo di risorse per la trasformazione in energia elettrica è salita del 3,0%. Allo stesso tempo sono diminuite significativamente le importazioni nette di elettricità.

Il principale motore dei cambiamenti nella struttura dei consumi per fonti primarie è stato lo sviluppo del settore elettrico. Tra il 2005 e il 2006 si rileva un calo del 9,0% nella disponibilità di energia elettrica da fonti primarie o importata, mentre per la trasformazione in energia elettrica si evidenzia un aumento del 6% per il gas e dell'1,7% sia per il petrolio che per il carbone. L'incremento del consumo di gas per la generazione elettrica è stato favorito in parte dall'entrata in funzione di nuovi impianti a ciclo combinato.

Secondo l'AEEG, l'aumento dei consumi di carbone per la generazione di elettricità riflette in gran parte la ripresa dai bassi livelli dell'anno precedente (legati al blocco del carbonile della centrale di Brindisi Nord, disposto dalla magistratura locale).

La diminuzione degli impieghi finali del gas, specialmente per usi civili e industriali, è rintracciabile particolarmente nell'aumento dei prezzi (per l'industria) e l'inverno mite (per usi domestici). Nell'uso delle fonti rinnovabili negli impieghi finali, gli aumenti più consistenti hanno riguardato l'agricoltura e i trasporti (biofuels).

La crescita dei consumi di elettricità (2,1%) è dovuta in misura analoga al settore civile (2,3%), ai trasporti (2,4%) e all'industria (2,0%). Nel complesso, il calo dei consumi finali (-2,1%) si è concentrato nel settore civile (-5,7%) e sintesi chimica (uso non energetico) (-4,8%), mentre il bunkeraggio (di petrolio) è aumentato del 3,8%.

La dipendenza energetica dell'Italia è aumentata significativamente dagli anni novanta, specialmente per il gas. La dipendenza energetica totale è cresciuta dall' 80,9% del 1995 all' 85,1% nel 2005. Fra i paesi UE-15, solo il piccolo Lussemburgo, l'Irlanda e il Portogallo hanno un grado di dipendenza energetica più elevato dell'Italia.

Tab. 3. Dipendenza energetica\* dei paesi UE-15

Paese	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Austria	67,8	66,8	66,4	68,1	67,9	69,7	69,2
Belgio	77,4	76,5	77,1	77,7	76,5	77,2	75,9
Finlandia	56,3	54,2	54,4	55,5	55,1	57,6	55,8
Francia	47,4	50,2	49,6	50	49,4	49,7	50
Germania	57,6	59,8	60,6	61,9	61	61,3	60,6
Grecia	60,4	64,1	63,8	64,7	64,7	66,8	65,7
Irlanda	61,1	80,9	83,9	87,4	89,4	86,3	87,1
<b>Italia</b>	<b>80,9</b>	<b>83,7</b>	<b>83,6</b>	<b>84,2</b>	<b>84,5</b>	<b>84,3</b>	<b>85,1</b>
Lussemburgo	98,6	98,7	98,5	98,4	98,6	98,6	98,5
Olanda	8,5	20,3	25	22,4	23	27,7	17,5
Portogallo	83,9	86,6	84,8	83,9	86,2	83,2	85,5
Spagna	69,6	74,1	74,4	73,8	75,9	75,8	76,6
Danimarca	23,6	-16,5	-39,6	-33,3	-43,6	-37	-53,1

Regno Unito	-15	-21,6	-16,9	-11,8	-12,9	-6,2	3,5
Svezia	36,3	32,9	35,2	32,3	38,8	38,8	33,7

\*Dipendenza energetica = (importazioni nette / (produzione + importazioni nette))\*100

Fonte: ENERDATA presentato nel ENEA, 2007

### 2.3 Le previsioni di consumo

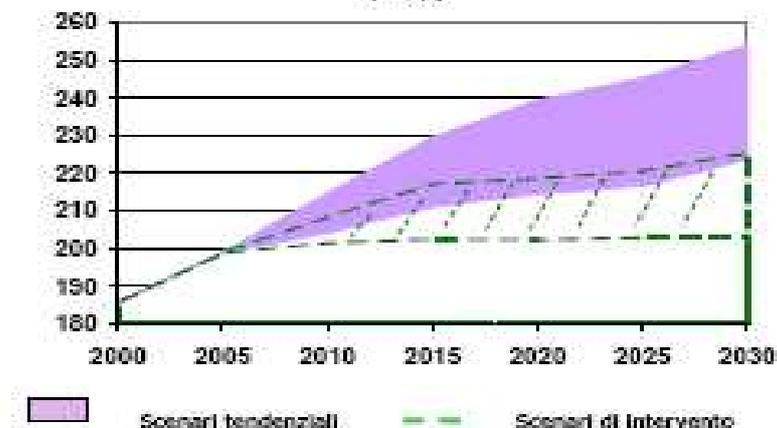
Nel più recente Rapporto Energia e Ambiente 2006 dell'ENEA, Analisi e scenari (aprile 2007), le proiezioni di crescita dei consumi sono basate su due *scenari tendenziali*:

- *Scenario A1*: crescita media annua dell'1,8% con modesto aumento della terziarizzazione e prezzi dell'energia contenuti;
- *Scenario B1*: crescita media annua dell'1,3% con un significativo aumento della terziarizzazione e prezzi dell'energia in forte tensione.

Sono poi descritti due *scenari di intervento* (A2/B2) o scenari tendenziali, che prendono in considerazione gli effetti delle varie misure di politica energetica e ambientale. Gli scenari tengono conto anche della decrescita della popolazione dal 2015 e dell'aumento del numero di famiglie. Secondo le stime fatte usando gli scenari, in Italia entro il 2020 ci sarà un aumento dei consumi di energia tra le 15 e le 40 Mtep e il fabbisogno energetico si prevede raggiungerà livelli compresi fra le 215 e le 239 Mtep, risultato delle crescite medie annue tra lo 0,5% e l'1,2%. Questi tassi di crescita sono comunque minori della media annua dell'1,3% registrata negli anni 1990-2005. Per il 2030, sulla base degli scenari tendenziali, il consumo energetico potrà arrivare tra le 220 e le 250 Mtep. Se invece gli interventi delle politiche avranno efficacia, si può prevedere un consumo relativamente stazionario, che potrà arrivare al massimo intorno alle 220 Mtep. Si prevede un forte impatto sui consumi del prezzo dell'energia – la differenza tra scenario A1 e B1—ma anche interventi di politica energetica e risparmio potranno avere effetti significativi (scenari A2 e B2).

#### Graf. 1 Consumi di energia sotto scenari dell'ENEA entro il 2030

Figura 38 - Consumi di energia primaria negli scenari tendenziali e negli scenari di intervento (Mtep)

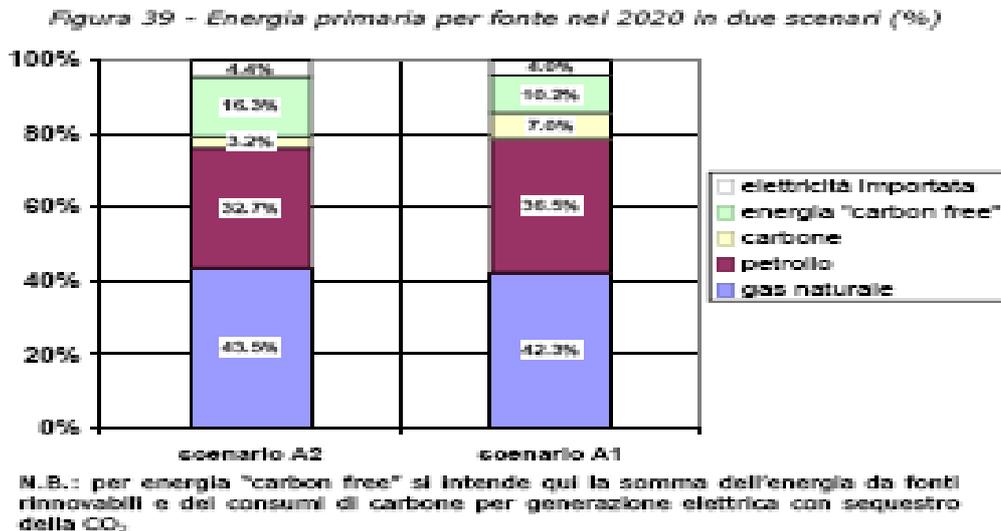


Fonte: ENEA, 2007

Per quanto riguarda il gas naturale, si prevede un forte aumento dei consumi. Entro il 2015 diventerà la prima risorsa energetica di origine fossile - ora è il petrolio con una quota del 43,3 contro il 35,6% del gas. Nel 2020 il consumo di gas naturale si prevede raggiungerà un livello compreso tra le 90 e le 100 Mtep, rispetto alle attuali 70. Una parte sostanziale dell'aumento sarà rintracciabile nel forte incremento del suo utilizzo nella generazione elettrica. In considerazione degli obiettivi del Protocollo di Kyoto sarà maggiore il ricorso alle fonti di energia più pulite (tra cui il gas e le fonti rinnovabili - queste ultime in particolare dovranno fornire il 20% del fabbisogno energetico entro il 2020, secondo la direttiva europea).

Secondo i due scenari (A2 e A1) sviluppati dall'ENEA, nel 2020 le quote del gas saranno tra il 43,5% e il 42,3% dell'energia primaria, contro il 32,7% e 36,5% del petrolio. La differenza maggiore è nell'uso delle risorse rinnovabili e nell'uso del petrolio.

Graf. 2. Quote di energia primaria per fonte nel 2020 nei due scenari (%).

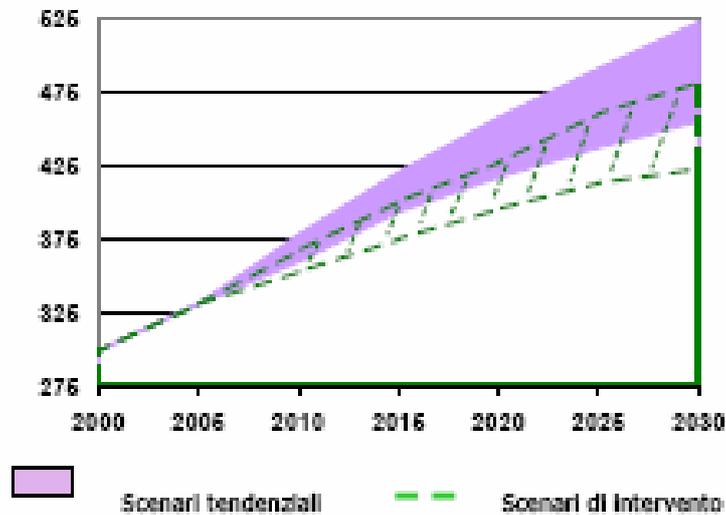


Fonte: ENEA, 2007

Per quanto riguarda l'energia elettrica, la domanda crescerà in media tra l'1,9% e il 2,5% annuo - l'ultimo dato rappresenta un tasso più o meno in linea con l'aumento registrato nell'ultimo decennio (2,4%). E' previsto che la domanda arriverà ai livelli compresi tra le 416 e le 458 TWh, evidenziando un incremento compreso tra il 28% e il 40% rispetto al 2005 (325 TWh). Per il 2030 la domanda attesa di energia elettrica si colloca entro una media di circa 500 TWh, con un livello massimo di oltre 600 TWh in mancanza di politiche di intervento. Si prevede in crescita la quota dell'elettricità generata dal gas, e in diminuzione quella attualmente generata dal petrolio. Contemporaneamente crescerà la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Graf. 3. Livello del consumo di elettricità al 2030

Figura 40 - Consumi di elettricità negli scenari di riferimento e negli scenari di intervento (TWh)

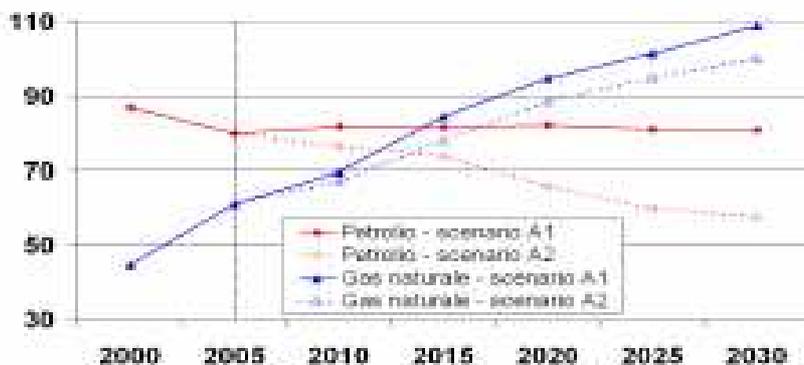


Fonte: ENEA, 2007

L'effetto di sostituzione del petrolio sarà visibile anche nelle importazioni. Si prevede un drammatico sviluppo per il mercato del gas in Italia. In entrambi gli scenari tendenziali (A1 e A2) il gas proverrà sempre più dall'estero (attualmente il gas importato pesa per oltre l'87% sul mercato complessivo). Le importazioni di gas aumenteranno significativamente, mentre le importazioni di petrolio rimarranno stabili o in diminuzione. Da un livello di importazione di circa 60 Mtep nel 2005, si prevede un incremento di oltre 80%, per arrivare fino alle 110 Mtep nello scenario A1 o 100 Mtep nello scenario A2.

Graf. 4. Scenari di importazione di petrolio e gas entro il 2030 (Mtep).

Figura 47 - Importazioni di petrolio e gas in due scenari (Mtep)



Fonte: ENEA, 2007

In Italia le previsioni di andamento della domanda di gas, provenienti da diverse fonti, concordano nella stima di tassi di crescita particolarmente significativi, in particolare fino al 2016 (vedi tab. 2). Secondo le stime del Ministero per lo Sviluppo Economico la domanda salirà dai 84,5 BCM nel 2006 fino ai 108,3 BCM nel 2015 e 117,9 BCM nel 2020. Il driver principale è la crescita dei consumi per la generazione elettrica.

Tab.2. *Varie stime della domanda per il gas in Italia, BCM*

ITALYGASDEMANDESTIMATES	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Annual Growth%	69%	-1.9%	45%	30%	29%	28%	2.1%	2.1%	2.1%	2.0%	1.9%	2.4%	1.7%	1.7%	1.7%	1.6%
<b>MDDEMAND</b>	<b>86.2</b>	<b>84.5</b>	<b>88.3</b>	<b>90.9</b>	<b>93.5</b>	<b>96.2</b>	<b>98.2</b>	<b>100.3</b>	<b>102.4</b>	<b>104.5</b>	<b>106.4</b>	<b>109.0</b>	<b>110.9</b>	<b>112.7</b>	<b>114.6</b>	<b>116.5</b>
DEMANDSRG(updated as of May 8 2007)	86.2	84.5	87.1	88.8	92.4	95.0	97.2	99.4	101.6	103.8	106.0	107.8	109.6	111.4	113.2	115.0
DEMANDMEE (May 2007) - Conf. Services	86.2	84.5	90.9	93.8	96.6	99.5	101.3	103.2	105.0	106.8	108.3	110.2	112.1	114.0	116.0	117.9
DEMANDAEE (Apr 2007)	86.2	84.5	86.9	89.3	91.6	94.0	96.2	98.4	100.6	102.8	105.0	-	-	-	-	-

### 2.3 L'approvvigionamento del gas in Italia

L'approvvigionamento del gas in Italia è caratterizzato, ormai strutturalmente, dall'attività di importazione ed, in misura minore, dalla produzione nazionale ed è inoltre contraddistinto dalla presenza rilevante dell'ex monopolista ENI.

La produzione nazionale ha seguito l'andamento decrescente degli scorsi anni. Come prospettato dal Ministero delle attività produttive nel 2006 la produzione si è attestata a 10,420 BCM, con una diminuzione del 9,1% rispetto al 2005 quando la produzione era stata di 11,467 BCM. L'AEEG ha previsto un ulteriore calo di produzione fino ad un livello di 6,0 BCM entro il 2010.

Anche se la domanda di gas naturale in Italia è scesa del 2,1% fra il 2005 e il 2006 da 86,3 BCM a 84,5 BCM, dopo un periodo di crescita, le tendenze e le previsioni (come indicati negli scenari dell'ENEA) puntano verso uno sviluppo sostenuto. Il rallentamento della domanda nel 2006 è da ritenersi determinato in parte dall'inverno mite. Con una produzione nazionale di solo 10,4 BCM, le importazioni sono arrivate a 77,6 BCM. La percentuale di auto-approvvigionamento è scesa dal 33,6% nel 1997 al 14% nel 2005 fino a solo 12,5% nel 2006.

Nella tabella sottostante si osserva la costante diminuzione di produzione di gas che ha caratterizzato l'ultimo quinquennio. Le fonti dell'AEEG confermano come già a partire dal 1994 tale tendenza sia rimasta costante. Il maggiore produttore di gas in assoluto è ENI (84,4%), seguito da Edison, Royal Dutch Shell, Gas Plus, e altri produttori minori. Anche se non più monopolista, ENI continua a dominare il mercato del gas italiano sia nelle prospettive upstream sia downstream. Tuttavia nel contesto di una produzione nazionale in calo anche la quota di ENI si è ridotta sensibilmente.

Tab. 3. Produzione di gas naturale, 2001 – 2006 (Milioni di metri cubi, MMCM)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Quota 2006
Gruppo Eni	13.600	12.933	12.182	10.807	9.644	8.791	84,4 %
Gruppo Edison	1405	1222	1.138	1.053	926	713	6,8 %
Gruppo Royal Dutch Shell	-	138	165	186	364	684	6,6 %
Gruppo Gas Plus	-	-	-	243	232	227	2,2 %
Altri	149	1	64,2	291	301	5	0,0 %
<b>Totale</b>	<b>15.154</b>	<b>14.294</b>	<b>13.550</b>	<b>12.579</b>	<b>11.467</b>	<b>10.420</b>	<b>100,00 %</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori, novembre 07

Le criticità legate alla produzione e all'esplorazione sono da ricercare principalmente nelle complessità burocratiche che si devono affrontare per ottenere l'autorizzazione allo sfruttamento di nuovi giacimenti e nel quadro normativo di riferimento (a seguito del decentramento delle funzioni dallo Stato alle Regioni).

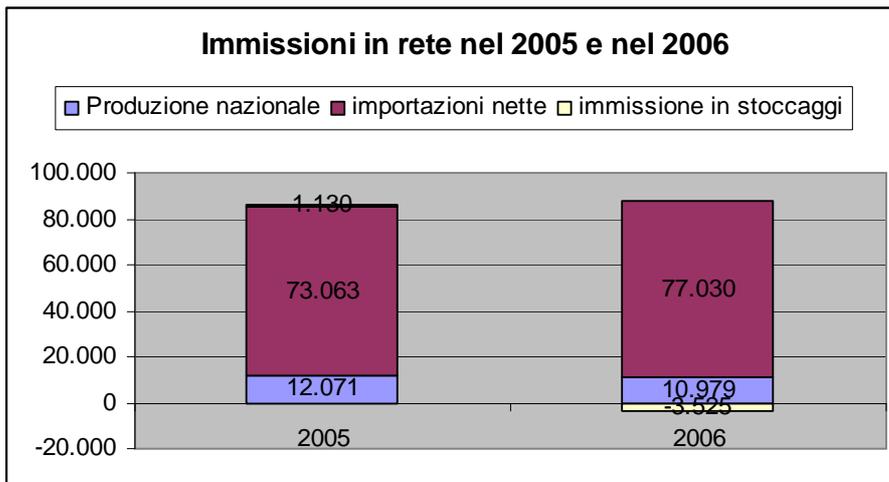
La produzione di gas è concentrata prevalentemente in sette regioni (Basilicata, Puglia, Sicilia, Emilia Romagna, Marche, Molise ed Abruzzo). Più dell'80% della produzione proviene dall'offshore, con oltre la metà dell'output nazionale dalla zona A dell'Adriatico. I principali giacimenti di gas sono nel mare Adriatico (Barbara, Angela/Angelina, Porto Garibaldi/Agostino, Cervia/Arianna, Porto Corsini, Regina a Bonaccia - che insieme hanno costituito la metà della produzione di gas di ENI nel 2005) e nel mare Ionico (Luna). Altri giacimenti sono localizzati nella Val d'Agri e vicino al Rospo e altre zone del Sud Italia.

C'è stato un declino delle attività di esplorazione, in parte causato dall'interdizione di accesso produttivo in zone di mare in cui sono localizzate significative quote di riserve "provate". Le riserve recuperabili sono calate da 370 BCM del 1991 a circa 170 BCM (di cui 116 BCM accertati) del 31 dicembre 2005 (ENEA, 2007). Circa il 65% della riserve sono collocate in area marina. Il rapporto tra riserve commercialmente recuperabili e produzione annua R/P (vita residua delle riserve) è diminuito dagli oltre 21 anni nel 1991 ai 14,5 anni nel 2006.

Nessun operatore ha esportato gas ad eccezione di Eni, che ha riesportato gas sul contratto algerino con la Slovenia, e di Estgas Spa, che ha venduto quantità minime attraverso la frontiera slovena. Eni ha notevolmente potenziato le sue vendite in Europa, anche utilizzando gas che non può vendere in Italia, in virtù dei tetti *antitrust*. Inoltre, Edison ed Enel Trade svolgono attività di *trading* in altri paesi europei, così come è intensa l'attività di *trader* esteri in Italia.

Al contempo l'Italia si caratterizza per l'elevata quota di importazione di gas che rappresenta l'87,5% dei consumi e se nuove risorse non verranno sviluppate, c'è una forte probabilità che andrà oltre il 90% dal 2010.

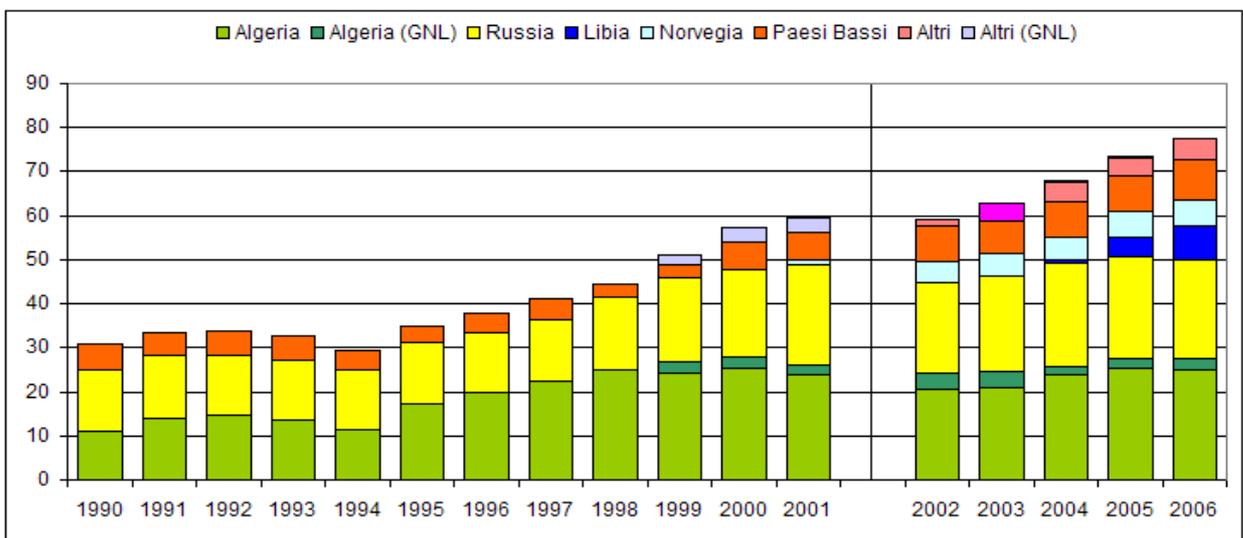
Graf. 5. Approvvigionamenti di gas nel 2005 e nel 2006 (MMCM)



Fonte: AEEG, 2007 su dati del Ministero dello sviluppo economico.

Nel 2005 è stato importato circa l'8,2% di gas in più rispetto al 2004, complessivamente poco più dell'85% dei consumi. Invece nel 2006 le importazioni sono aumentate di oltre il 5%, superando i 77 BCM.<sup>6</sup> Nel 2006 l'87,5% del gas immesso in rete proveniva dall'estero - quasi la metà dal nord Africa (solo Algeria e Libia contano per il 45,5%, poi ci sono flussi di GNL dall'Egitto in costante aumento - nel 2006 la quantità del GNL dall'Egitto era solo 0,1 BCM) e una parte sostanziale dalla Russia.

Graf.6. Importazioni per paese di provenienza, Anni 1990 – 2006, BCM



Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza contrattuale del gas per gli anni dal 1990 al 2001 e per provenienza fisica del gas dal 2002. In quest'ultimo caso il gas importato in regime di swap è contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas.

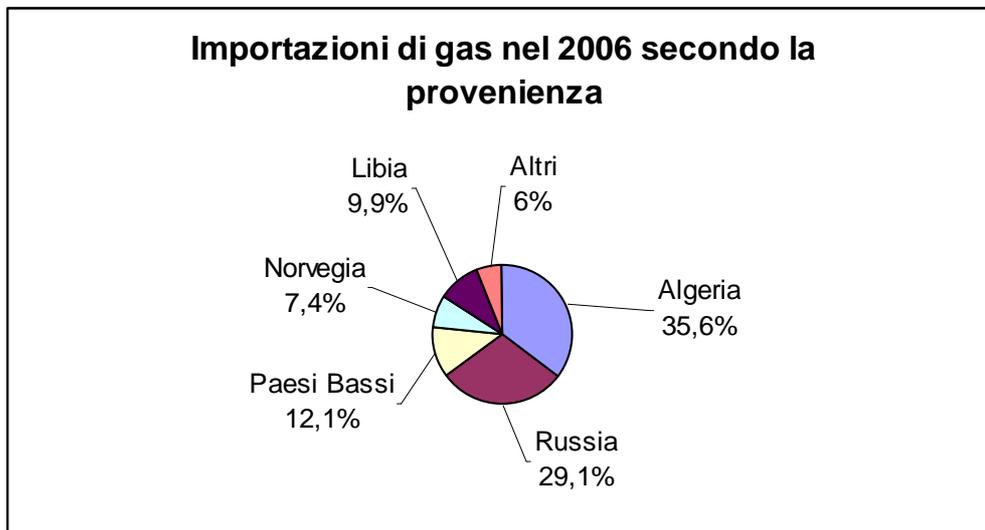
Fonte: Elaborazione Autorità per l'energia elettrica e il gas su dati Ministero dello Sviluppo economico Relazione annuale 2007.

<sup>6</sup>Le fonti indicano diversi livelli di importazione che variano dai 77.030 M(m3) per le importazioni nette (Ministero dello sviluppo economico, MES) ai 77.615 MMCM proveniente da fonti aziendali. Il MES ha anche indicato un livello di 77.399 MMCM di importazioni lorde in Italia nel 2006.

Le principali fonti di approvvigionamento via gasdotto, entrambe extracomunitarie, sono la Russia e l'Algeria. Quest'anno il primato di volumi di gas importati spetta all'Algeria, con una quota del 35,6% sul totale importato, in larga parte via gasdotto (punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo), e in misura minore via nave, rigassificato presso l'impianto di Panigaglia. Seguono le importazioni dalla Russia (29,1%) che arrivano in Italia via gasdotto attraverso i punti di entrata della rete nazionale di Tarvisio e Gorizia.

Le importazioni dai paesi del Nord Europa rappresentano in totale circa il 22,8% delle importazioni, principalmente dai Paesi Bassi (12,1%) e dalla Norvegia (7,4%), ma anche piccole quantità dalla Germania e dal Regno Unito arrivati via gasdotto, considerati sotto "altri paesi". Queste importazioni giungono in Italia attraverso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries (confine svizzero). Infine vi sono le importazioni dalla Libia (punto di entrata a Gela in Sicilia, che ha cominciato ad operare nel 2004), per una quota del 9,9%, e da altri paesi (in tutto 6%), tra cui l'Egitto, da cui l'Italia ha cominciato a ricevere carichi di GNL nel 2005, la Germania e il Regno Unito.

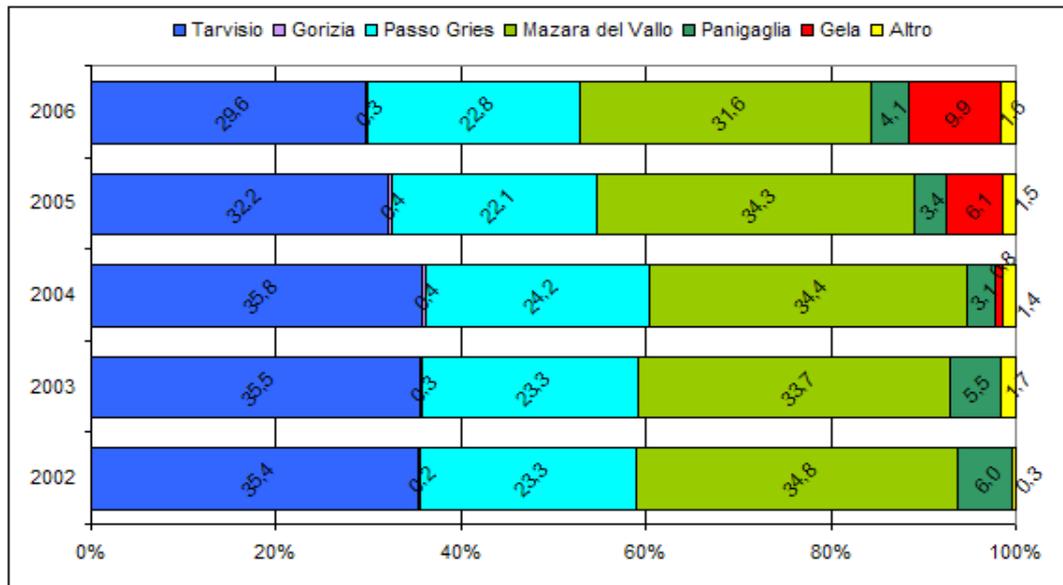
Graf. 7. Provenienza delle importazioni di gas, 2006



Fonte: Elaborazione su dati Ministero dello sviluppo economico

Presso il terminale di rigassificazione di Panigaglia, in Liguria, nel 2006 sono stati rigassificati e immessi in rete circa il 4,1% dei volumi di importazione, in calo rispetto al 6% nel 2002. Il graf. 8 evidenzia la maggiore dinamicità del punto di entrata di Gela, tra il 2004 e il 2006 in fase di build up, che ora conta per quasi il 10% dei volumi importati.

Graf. 8. Importazioni per punto di entrata, Anni 2002 - 2006



Fonte: elaborazione AEEG su dati Ministero dello Sviluppo economico, giugno 2007

Il gas viene importato in Italia da più di 20 aziende, la quota maggioritaria è in mano ad Eni (con quasi due terzi del mercato), Enel Trade e Edison, con l' 87,1% del mercato - gli altri competitors hanno ognuno quote inferiori al 5% e per la maggior parte anche all'1% del mercato totale.

Tab. 4. Importazioni lorde di gas in Italia nel 2006

Importatore	MMCM	Quota %
Eni – Divisione Gas & Power	50.773	65,4
Enel Trade	9.537	12,3
Edison	7.281	9,4
Plurigas	3.199	4,1
Gas de France sede secondaria	2.051	2,6
Sorgenia	1.759	2,3
Dalmine Energie	667	0,9
E.On Ruhrgas AG	513	0,7
ENOI	410	0,5
Gas Natural Vendita Italia	324	0,4
AceaElectrabel Trading	307	0,4
Hera Trading	196	0,3
EGL Italia	180	0,2
Italtrading	104	0,1
Elektrizitaets-Gesellschaft Laufenburg AG	98	0,1
Begas Energy International	66	0,1
Elettrogas	44	0,1
Worldenergy	37	0,0
Bluegas	27	0,0
Energetic Source	22	0,0
Electra Italia	17	0,0
<b>Totale</b>	<b>77.615</b>	<b>100,0</b>
Totale importazioni (Fonte MSE)	77.399	-

Fonte : Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori

L'attività di approvvigionamento<sup>7</sup> è ancora oggi effettuata in larga parte attraverso contratti pluriennali di tipo *take or pay*.

Nel 2006, i contratti di durata ultra trentennale pesano per il 44% sul totale dei volumi contrattualizzati, seguiti dai contratti di durata compresa nelle classi tra 20 e 25 anni e tra 15 e 20 anni, i quali rappresentano nel complesso il 34% del totale. I contratti *spot* (comprese le scariche *spot* di GNL presso Panigaglia), intesi come quelli di durata inferiore o uguale a un anno, seppur numerosi, rappresentano solo il 4% del totale dei volumi contrattualizzati, questo perché riguardano volumi di gas esigui.

Considerando la durata residua dei medesimi contratti nel 2006, si osserva che la classe maggiormente rappresentata, in termini di volumi complessivamente contrattualizzati, è quella compresa tra 10 e 15 anni (34,6%), che comprende i contratti di importazione dall'Algeria, via gasdotto e via GNL. La seconda classe di contratti è rappresentata da quelli di oltre 20 anni con una quota del 29,9% - per questo tipo di contratto c'è stato un cambiamento importante, visto che nel 2005 la quota era solo il 4%. In questo caso c'è stata un accordo dell'ENI per quanto riguarda la proroga delle forniture fino al 2035. Una quota sostanziale è anche costituita da contratti con validità residua tra 15 e 20 anni. Stante il declino continuo della produzione interna e la longevità dei contratti di fornitura esistenti, e la difficoltà a superare la dipendenza del consumo nazionale di energia dagli idrocarburi, in chiave strategica e di prospettiva immediata appare necessario avviare sia nuove autorizzazioni, sia nuove infrastrutture per l'importazione di gas.<sup>8</sup>

Come disposto dal decreto legislativo n. 164/00, l'attività di importazione è libera per quanto riguarda il gas prodotto nei paesi dell'Unione europea, soggetta ad autorizzazione ministeriale per quanto concerne le importazioni extracomunitarie. Nel 2005 il Ministero delle attività produttive ha complessivamente accordato ulteriori 27 autorizzazioni all'importazione da paesi extra europei, di cui 21 per importazioni inferiori ad un anno (*spot*) e 6 per importazioni pluriennali. Le comunicazioni di importazioni intracomunitarie nel 2005 sono state 45. Invece nel 2006, e nei primi mesi del 2007, il Ministero dello Sviluppo Economico ha rilasciato 12 autorizzazioni per importazioni di durata pluriennale e 22 per importazioni *spot* e ha ricevuto 30 comunicazioni per importazioni intracomunitarie.

*Tab.5 Autorizzazioni per importazioni e comunicazioni delle importazioni di paesi UE.*

	2005	2006-primi mesi 2007	Dal 2001
Autorizzazione (extra EU)	27	32	130
<i>Durata pluriennale</i>	21	12	52
<i>Spot (un anno o meno)</i>	6	22	78
Comunicazioni (EU)	45	30	215
<b>Totale</b>	<b>72</b>	<b>62</b>	<b>345</b>

Fonte: Elaborazione Nomisma su dati AEEG, 2007

<sup>7</sup> Annual Contract Quantity, 2005

<sup>8</sup> Su questo fronte anche l'AEEG, relativamente all'aggiornamento della rete nazionale di gasdotti, emanato dal Ministero delle attività produttive con decreto 4 agosto 2005, ha formulato parere favorevole sia all'inserimento in rete di alcuni gasdotti tra i quali il terminale di rigassificazione di GNL di Brindisi, sia al potenziamento della tratta a esso collegata (delibera 21 giugno 2005, n. 120).

La Tab. 6 quantifica i nuovi accordi per importazione di gas da paesi extracomunitari e comunitari. Negli ultimi anni, i gasdotti che collegano l'Italia con l'estero (capacità di trasporto di tipo continuo) hanno registrato un altissimo tasso di utilizzo, arrivando ad oltre il 90% della capacità complessiva. Nell'anno termico 2005-2006 i gasdotti di Passo Gries e Gela hanno operato a pieno regime, quasi allo stesso livello ha operato il gasdotto di Mazara del Vallo. Nel 2006, grazie all'aumento di capacità conferibile non solo al punto di Tarvisio, ma anche di Mazara del Vallo e Gela, l'utilizzo è diminuito al 92,1% dal 98% nel 2005. Nell'anno termico 2006-2007 la capacità conferibile è cresciuta di circa l'8% dai 251,1 MMCM/giorno a 271,1 MMCM/giorno.

Tab.6. Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia (entrati da gasdotti internazionali)

Punto di entrata	Conferibile	Conferita	Disponibile	Conferita/conferibile
<b>Anno termico 2006-2007 MMCM standard per giorno</b>				
Passo Gries	57,5	57,5	0,0	100%
Tarvisio	100,9 (a)	85,3(a)	15,6	85,4%
Mazara del Vallo	85,1(a)	80,4(a)	4,7	94,5%
Gorizia (b)	2,0	0,9	1,1	45%
Gela	25,6	25,6	0,0	98%
<b>Totale</b>	<b>271,1</b>	<b>249,7</b>	<b>21,4</b>	<b>92,1%</b>
<b>Anno termico 2005-2006 MMCM standard per giorno</b>				
Passo Gries	57,5	57,5	0,0	100%
Tarvisio	88,3	84,1	4,2	95%
Mazara del Vallo	80,5	80,4	0,1	99,9%
Gorizia	2,0	0,9	1,1	43%
Gela	22,8	22,8	0,0	100%
<b>Totale</b>	<b>251,1</b>	<b>245,7</b>	<b>5,4</b>	<b>98%</b>
<b>Var.2006-2007 / 2005-2006</b>	<b>8%</b>	<b>1,6%</b>	<b>296%</b>	

Fonte: AEEG su dati MAP, MSE e SRG SpA, 2006 e 2007

Secondo l'AEEG, tra l'anno termico 2006-2007 e l'anno termico 2012-2013, non ci saranno significativi aumenti nelle capacità conferibili dei gasdotti esistenti, come evidenziato in Tab. 6 - solo un incremento dell' 1,25%, mentre la disponibilità è migliorata, visto che il tasso di utilizzo scenderà a circa l'88%. Il gasdotto di Gorizia rimane come marginale capacità disponibile.

Tab. 7 Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia (entrati da gasdotti internazionali) anno termico 2012-2013

Punto di entrata	Conferibile	Conferita	Disponibile	Conferita/conferibile
<b>Anno termico 2012-2013 MMCM standard per giorno</b>				
Passo Gries	59,4	48,8	10,6	82%
Tarvisio	100,9	87,1	13,8	86,3%
Mazara del Vallo	86,6	76,4	10,2	88,2%
Gorizia (b)	2,0	0,0	2,0	0%
Gela	25,6	21,9	3,7	85,5%
<b>Totale</b>	<b>274,5</b>	<b>234,2</b>	<b>40,3</b>	<b>85,3%</b>
<b>Variazione 2012-2013 / 2006-2007</b>	<b>1,25%</b>	<b>-6,2%</b>	<b>88,3%</b>	

Fonte: AEEG su dati SRG SpA, 2007



*Nemisma*

Per quanto riguarda lo sviluppo delle infrastrutture di importazione, nelle tavole seguenti è illustrato un aggiornamento (al marzo 2007) , rispetto al quadro presentato lo scorso anno, delle infrastrutture di importazione via gasdotto riguardante i potenziamenti di infrastrutture esistenti e nuovi progetti.

*Tab. 8. Potenziamento dei gasdotti internazionali esistenti*

PROGETTO	Capacità nominale Potenziamento (BCM/anno)	Lunghezza (Km)	Anno completamento Studio Fattibilità	Avvio ITER assegnazione capacità di trasporto	Previsione inizio esercizio	Note
Potenziamento gasdotto <b>TTPC</b> Algeria-Italia via Tunisia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto nel tratto tunisino	3,2	372	2002	2003 (sospeso) ripreso nel 2005 e concluso. Capacità aggiuntiva interamente allocata a 4 shipper (Edison, CIG, Bidas, World Energy)	1 aprile 2008	Prima tranches di ampliamento da realizzare entro aprile 2008 a seguito della chiusura dell'istruttoria AGCM A358. GE Oil & Gas ha ottenuto da ENI il contratto per la realizzazione del potenziamento
Ulteriore potenziamento gasdotto <b>TTPC</b> Algeria-Italia (Mazara del Vallo): aumento della capacità di trasporto lungo il tratto tunisino	3,3	372	2002	Giugno 2006; Enel ha concluso un contratto di fornitura per 1 BCM, condizione necessaria per ottenere l'assegnazione di capacità	1 ottobre 2008	Seconda tranches di ampliamento da realizzare entro aprile 2008 a seguito della chiusura dell'istruttoria AGCM A358. GE Oil & Gas ha ottenuto da ENI il contratto per la realizzazione del potenziamento
Potenziamento gasdotto <b>TAG*</b> di importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio): aumento della capacità di trasporto nel tratto austriaco	3,3	380	2002	Iniziato nel 2005, concluso nel gennaio 2006. Capacità assegnata a 146 operatori per circa 20 MMCM/anno ciascuno	1 ottobre 2008	Prima tranches di ampliamento da realizzare entro ottobre 2008
Ulteriore potenziamento gasdotto <b>TAG*</b> di importazione di gas naturale dalla Russia (Tarvisio): potenziamento in Austria	3,2	380	2002	In esito a verifiche in corso con Autorità di regolazione italiana e austriaca e con Commissione europea	n.d.	
Potenziamento Gasdotto Libia-Italia (Gela)	2,0	516	n.d.	n.d.	n.d.	Possibile potenziamento mediante aumento centrali di spinta in Libia

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, AEEG Relazione Annuale 2007

Oltre ai progetti sopraindicati nella Tabella 8, ci sono vari progetti per nuovi gasdotti che devono entrare in esercizio nei prossimi cinque anni. Nella maggior parte dei casi si tratta di gasdotti offshore internazionali.

Tab 9. Nuovi gasdotti in progetto

Progetto	Capacità Nominale (BCM/anno)	Lunghezza (km)	Diametro gasdotto (pollici)	Data Completamento Studio Fattibilità	Previsione inizio esercizio
<b>IGI</b> Interconnessione Grecia-Italia tratto offshore	8/10	212 sottomarino 800 totale	32"	2005	2012
<b>GALSI</b> Algeria-Italia (Sardegna)	10	900 di cui 600 offshore	36"	2005	2012
<b>TAP</b> TransAdriatic Pipeline (Albania/Italia)	10 (espandibile a 20)	513 di cui 117 offshore	32"	Marzo 2006	2011
<b>Interconnectirol</b> (Bressanone-Innsbruck)	1/2	48	20"	2007	n.d.

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, AEEG Relazione Annuale 2007, aggiornamenti Nomisma da vari fonti

Per quanto riguarda i gasdotti in fase di progetto segue un breve riassunto:

- Per il progetto **IGI**, interconnessione Italia-Grecia, nel novembre 2005 è stato stipulato un accordo intergovernativo tra Italia e Grecia che prevede la realizzazione sia del tratto sottomarino (*offshore*), di collegamento tra la costa italiana nell'area di Otranto in Puglia e la costa greca (Stavrolimenas), sia un tratto *onshore* che attraversa la Grecia sino a interconnettersi con la rete turca. Dalla Turchia, il sistema dovrebbe poi collegarsi con le aree di produzione del Mar Caspio. Il progetto è stato presentato da parte delle società Edison e Depa (operatore principale greco). Il 31 gennaio 2007 i due governi nazionali hanno firmato un *Protocollo di intesa*, riconoscendo alla società Edison e al principale operatore greco Depa la possibilità di usufruire dell'intera capacità del metanodotto per un periodo di 25 anni. Hanno tuttavia l'obbligo di rispettare varie misure per massimizzare la competitività, come rendere disponibile a terzi la capacità residuale e di rilasciare quote di gas preso il Punto di Scambio Virtuale (PSV) italiano. I lavori di costruzione del progetto dovranno iniziare entro il 2008, dopo la firma di tutte le autorizzazioni. Intanto l'Autorità per Energia Elettrica e il Gas (AEEG) ha già dato il suo parere favorevole e il progetto è stato riconosciuto come "*Project of European Interest*" dall'Unione europea, visto che funzionerà come parte del terzo asse prioritario di sviluppo del sistema energetico transeuropeo come interconnector ai sensi della Direttiva 2003/55/CE.
- **Galsi** è un progetto per un gasdotto di collegamento tra le produzioni algerine e l'Italia, con un tratto attraverso la Sardegna (da Cagliari ad Olbia), poi un tratto sottomarino che raggiungerà la Toscana (e la rete dei gasdotti nazionale) vicino a Piombino. La lunghezza sarà intorno ai 900 km, di cui 600 km offshore. Per la metanizzazione della Sardegna sarebbero destinati circa 2-2,5 dei 10 G(m<sup>3</sup>) di capacità. Nel novembre 2007 è stato firmato un accordo intergovernativo fra Italia e



Algeria che contribuirà significativamente alla fornitura di ulteriori quantità di gas, avendo un ruolo strategico nella sicurezza energetica del paese. I soci sono Sonatrach (36%), Edison (18%), Enel (13,5%), Wintershall (13,5%), HERA (9%), e SFIRS e Progemisa (ognuno 5%). Contratti firmati nel novembre 2006 prevedono forniture di 6 G(m3) di gas per 15 anni da Sonatrach per Enel, Edison, Hera, Ascopiave e WorldEnergy. Come nell'IGI, Edison è il principale socio italiano.

- il progetto **Interconnectirol**, presentato dalla multiutility altoatesina SEL AG Spa (controllata dalla Provincia di Bolzano), ha ottenuto il finanziamento da parte dell'Unione europea (TransEuropean Networks) e collegherà la rete di Innsbruck con Bressanone (percorso di 48 km), fornendo gas alla zona di alto Valle d'Isarco nella provincia di Alto Adige. Grazie all'ampliamento della rete altoatesina del gas sarà possibile un allacciamento alla rete europea. In parallelo c'è un progetto per collegare il sistema elettrico austriaco/europeo con quello altoatesino.
- il progetto **TAP**, *Trans Adriatic Pipeline*, presentato dalla società EGL Italia Spa, collegherebbe l'Italia alle produzioni medio-orientali o ad interconnessioni con altri gasdotti di adduzione dalla Russia, prevedendo al contempo l'attraversamento e il rilascio di una quota di gas in Albania. I lavori di ingegneria di base sono stati completati nel marzo 2007 e i lavori di costruzione dell'infrastruttura dovrebbero cominciare nel 2008, visto che la decisione sulla costruzione è attesa per il terzo quadrimestre del 2008. Il progetto collegherebbe la Grecia con l'Albania e l'Italia, terminando a Brindisi, e deve entrare in funzione entro il 2011.

## 2.4 L'approvvigionamento del GNL

Il servizio di rigassificazione si inquadra all'interno del processo di diversificazione delle fonti di approvvigionamento e degli investimenti che si ritiene necessario in un contesto caratterizzato da un aumento continuo della domanda di gas e da una flessione progressiva della produzione nazionale (dal 1994 ad oggi) dovuta principalmente al quadro normativo delle attività di esplorazione e produzione ed alle complicazioni burocratiche che rendono più oneroso l'investimento in Italia di impianti e strutture.

Per quanto riguarda il servizio di rigassificazione, attualmente in Italia è operativo un unico terminale di rigassificazione localizzato a Panigaglia (La Spezia) di proprietà della società GNL Italia Spa, la cui capacità è limitata a 3,5 miliardi di metri cubi/anno.

Le tabelle sottostanti riportano le tariffe in vigore per gli anni termici 2005-06 e 2006-07, che evidenziano i cambiamenti da un anno all'altro.



Tab. 10. Tariffe di rigassificazione per il servizio continuativo per l'utilizzo del terminale di Panigaglia di GNL Italia S.p.A.

**anno termico 2006-07**

Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (€/m <sup>3</sup> liquido)	1,982456*
Corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi	Cna (€/approdo)	17.538,375753
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (€/GJ)	0,036629
	CVL <sup>P</sup> (€/GJ)	0,004424
Quota % a copertura dei consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per m <sup>3</sup> consegnato	2%

\*Tale valore è pari a 1,387719 nel caso il servizio di rigassificazione sia su base spot., Delibera n. 170/06

**anno termico 2005-06**

Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (€/m <sup>3</sup> liquido)	2,814806*
Corrispettivo unitario associato agli approdi effettivi	Cna (€/approdo)	17.477,786218
Corrispettivi unitari variabili per l'energia associata ai volumi rigassificati	CVL (€/GJ)	0,036556
	CVL <sup>P</sup> (€/GJ)	0,004424
Quota % a copertura dei consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	per m <sup>3</sup> consegnato	2%

\*Tale valore è pari a 1,970364 nel caso il servizio di rigassificazione sia su base spot, Delibera n. 197/05

Fonte: AEEG, 2007

Nonostante i miglioramenti tecnologici, un impianto LNG presenta costi piuttosto elevati a fronte però di un vantaggio competitivo in termini di regime regolamentare (priorità di accesso all'infrastruttura per chi paga l'investimento pari all'80% della capacità di rigassificazione dell'impianto per 20 anni ed al contempo garantisce l'accesso a terzi per il restante 20% attraverso contratti di fornitura spot) che può quindi favorire l'investimento in questo tipo di impianti rappresentando una ulteriore opportunità di approvvigionamento del gas. In particolare si vuole sottolineare la tendenza di diversi operatori del settore a considerare investimenti in impianti di rigassificazione. Infatti, le previsioni di crescita dei consumi nazionali di gas naturale, accompagnati ad un declino della produzione nazionale, sta accentuando l'interesse alla realizzazione di nuovi progetti di importazione da parte di nuovi operatori, anche al fine di garantirsi l'accesso al sistema nazionale del gas in modo indipendente dall'operatore dominante che controlla tutte le infrastrutture di importazione esistenti. In particolare sono al vaglio vari progetti in alcuni poli industriali che godono di facile accesso al mare e che presentano particolari potenzialità nell'indotto collegato all'industria del freddo, permettendo così un ulteriore abbassamento dei costi e la nascita di nuove opportunità a livello economico. La tabella successiva evidenzia i diversi progetti in corso di realizzazione o progettazione.

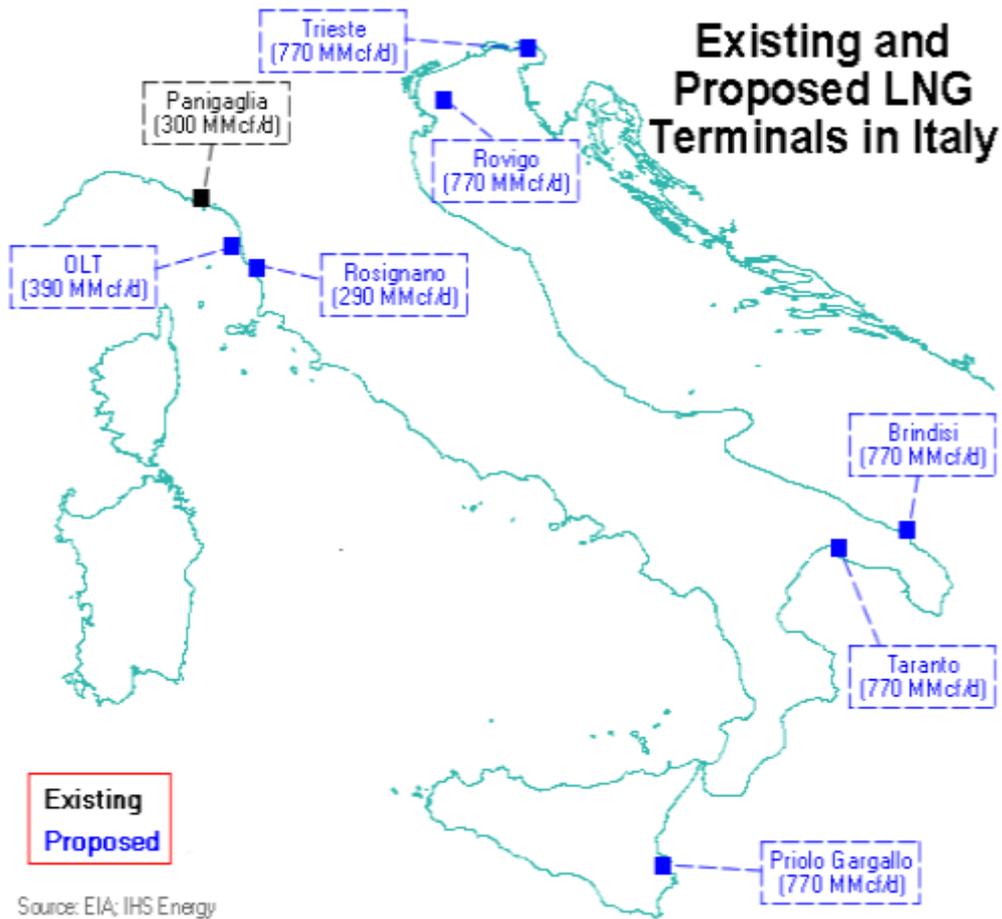
Tab.11. Progetti di terminali di rigassificazione annunciati

Nuovi GNL	Volume bcm	Costo previsto Euro Mm	Costo atteso Euro Mm	Timing previsto	Timing atteso	commento	Approvvigionamento
Rovigo (Emilia Romagna) (XOM/QP/Edison)	8	600	1.100	2007	2009	Ritardi causa opposizione locale – Open season annunciata Q4 07	Contrattualizzato
Brindisi (Puglia) (BG)	8	330	500	2008	2010	Ritardi causa opposizione locale	50% contrattualizzato
Livorno (Toscana) (Endesa)	3,75	250	500	2008	2009	Necessario un partner LNG credibile, crescente opposizione locale	Non contrattualizzato
Rosignano (Toscana)(Edison/BP/Solvay)	8	320	450-?	2008	-	Forte opposizione locale	Non contrattualizzato
Taranto (Gas Natural)	8	500	?	2011	Post 2011	Possibile opposizione locale	Non contrattualizzato
Gioia Tauro (Calabria) (Sensi / CE)	12	600	800	2011	-	Necessario un partner LNG credibile	Non contrattualizzato
Porto Empedocle (Sicilia) (ENEL)	8	450	600	2011	Post 2011	Greenfield - opposizione locale	50% contrattualizzato
Priolo (Sicilia) (ERG/Shell)	8	400	600	2010	Post 2011	Ritardi causa opposizione locale e questioni ambientali	Non contrattualizzato
Trieste-Zaule (Gas Natural)	8	400	570	2011	Post 2011	Area ambientale sensibile	Non contrattualizzato
Trieste (FVG) offshore (Endesa)	8	700	?	2011	Post 2011	Area ambientale sensibile	Non contrattualizzato
Ancona (Marche) offshore (GdF)	5-8	?	?	2011	Post 2011	Procedura non avviata	Non contrattualizzato
Ravenna offshore (Emilia Romagna) (Gruppo Belleli)	8	?	?	-	-	Procedura non avviata	Non contrattualizzato

Fonte: BG, 2007

La mappa sottostante mostra la localizzazione dell'unico impianto funzionante ed alcuni progetti che hanno buone possibilità di realizzazione.

Fig. 1 Mappa di impianti rigassificazione esistenti e progettati



Analizzando i progetti di nuove infrastrutture per l'importazione di GNL si rileva che la domanda incrementale può essere coperta dai progetti pianificati che si realizzeranno entro il 2015 – che comprendono fino a 40 BCM di nuove infrastrutture per l'importazione. Tuttavia si stima che solo 31 BCM, pari a circa il 75% del potenziale complessivo, potranno essere effettivamente contrattualizzati. Pertanto rimarrà scoperta una quota significativa del fabbisogno di qui al 2012. I progetti presi in considerazione includono le espansioni del TTPC e TAG exp I e II, più i nuovi progetti come il GALSI, Brindisi LNG (BG) (attualmente fermo), Rovigo LNG (Edison-QG-XMob), Greenstream exp. e altri (spot LNG). Questo significa che nella programmazione del calendario delle opere da realizzare assume particolare rilevanza la disponibilità effettiva di contratti di acquisto e vendita delle partite di GNL.

In merito all'approvvigionamento del gas la Decisione europea 1229/2003 stabilisce un insieme di orientamenti relativi alle reti transeuropee dell'energia con riguardo agli obiettivi, le priorità e le principali linee di azione della Comunità.

La Decisione propone di dichiarare d'interesse europeo i progetti aventi una spiccata dimensione transfrontaliera e di assegnare a tali progetti la più alta priorità. Per



garantire il futuro approvvigionamento del gas, in particolare, gli orientamenti individuano i progetti d'interesse comune, compresi i progetti prioritari.

Le priorità per le reti del gas sono nell'ordine:

- lo sviluppo delle reti di gas per coprire il fabbisogno di gas naturale della comunità e controllare i suoi sistemi di approvvigionamento;
- la garanzia dell'interoperabilità delle reti della Comunità con quelle di altri paesi europei, nei bacini del Mar Mediterraneo, del Mar Nero, ecc. e diversificazione delle fonti e dei percorsi di approvvigionamento del gas naturale.

L'allegato III alla decisione contiene un elenco dei progetti di interesse comune che comprende tutti i progetti sulle reti del gas e in particolare prevede al punto 8 lo sviluppo delle capacità di ricezione di GNL e della capacità di stoccaggio di gas naturale, attraverso la costruzione di nuovi terminali e l'ampliamento di terminali esistenti nei diversi paesi europei. Di seguito l'elenco di cui al punto 8 dell'allegato III alla Decisione europea:

- GNL a Le Verdon-sur-mer (FR, nuovo terminale) e gasdotto verso il deposito di Lussagnet (FR)
- GNL a Fos-sur-mer (FR)
- GNL a Huelva (ES), ampliamento del terminale esistente
- GNL a Cartagena (ES), ampliamento del terminale esistente
- GNL in Galizia (ES), nuovo terminale
- GNL a Bilbao (ES), nuovo terminale
- GNL nella regione di Valencia (ES), nuovo terminale
- GNL a Barcellona (ES), ampliamento del terminale esistente
- GNL a Sines (PT), nuovo terminale
- GNL a Revithoussa (GR), ampliamento del terminale esistente
- GNL sulla costa adriatica settentrionale (IT)
- GNL offshore nel Mare Adriatico settentrionale (IT)
- GNL sulla costa adriatica meridionale (IT)
- GNL sulla costa ionica (IT)
- GNL sulla costa tirrenica (IT)
- GNL sulla costa ligure (IT)
- GNL a Zeebrugge/Dudzele (BE), estensione del terminale esistente
- GNL nell'isola di Grain, Kent (UK)
- Costruzione di un secondo terminale GNL in Grecia

## 2.5 Il gas nella prospettiva regionale

La tabella 12 presenta i volumi di gas naturale distribuito per regione, secondo i dati definitivi diffusi dal Ministero di sviluppo economico tra il 2002 e 2005, e i risultati delle elaborazioni dei dati raccolti da un'indagine dell'AEEG per il 2005 e 2006, a cui hanno risposto 308 operatori della distribuzione. Secondo i dati rilevati, la Lombardia risulta il più grande consumatore di gas distribuito per rete secondaria, con una quota del 26% nel 2005 e 2006. Segue l'Emilia Romagna con circa il 14%, il Veneto con oltre il 12% e il Piemonte che raggiunge l'11,8% del totale. Le prime quattro regioni rappresentano insieme il 64% del totale del gas distribuito su reti secondarie. Tutte le altre regioni contano per meno del 10% del consumo, mentre la Sardegna non è ancora metanizzata. La Regione Puglia ha assorbito intorno al 3% del gas distribuito per reti secondarie. Il Nord dell'Italia conta per il 71,1% del gas distribuito, il centro per il 20,1%, per il sud e le isole l'8,8%.

Tab. 12. Gas naturale distribuito per regione

(Milioni di metri cubi a 38,1 MJ)

Regioni	2002	2003	Volumi		2005	Quota %	2006	Quota %	var. 2006- 2005
			2004	MSE 2005					
Val d'Aosta	33	37	39	43,7	40,0	0,1	44,0	0,1	10,0%
Piemonte	3.885	4.099	4.205	4.394,7	4.064,6	11,7	3.978,4	11,8	-2,1%
Liguria	848	935	957	1.001,2	960,7	2,8	892,6	2,6	-7,1%
Lombardia	8.442	9.004	9.305	9.824,2	9.081,2	26,1	8.794,4	26,0	-3,2%
Trentino Alto Adige	483	543	568	614,6	596,9	1,7	596,2	1,8	-0,1%
Veneto	3.803	4.131	4.325	4.497,1	4.209,3	12,1	4.138,3	12,3	-1,7%
Friuli Venezia Giulia	783	855	897	934,4	922,8	2,7	907,8	2,7	-1,6%
Emilia Romagna	4.337	4.758	4.869	5.181,7	4.851,7	14,0	4.652,2	13,8	-4,1%
Toscana	2.181	2.447	2.462	2.669,8	2.526,3	7,3	2.359,4	7,0	-6,6%
Lazio	1.774	1.968	2.030	2.182,4	2.025,5	5,8	2.112,8	6,3	4,3%
Marche	745	811	828	888,6	989,5	2,8	964,1	2,9	-2,6%
Umbria	464	524	550	591,9	550,3	1,6	543,0	1,6	-1,3%
Abruzzo	556	621	636	688,7	745,5	2,1	694,7	2,1	-6,8%
Molise	28	32	33	37,5	129,1	0,4	127,0	0,4	-1,6%
Campania	827	936	979	1.082,9	959,3	2,8	931,5	2,8	-2,9%
Puglia	819	961	982	1.086,6	1.055,0	3,0	1.049,0	3,1	-0,6%
Basilicata	158	184	187	202,8	183,1	0,5	181,1	0,5	-1,1%
Calabria	187	217	226	261,4	238,7	0,7	244,0	0,7	2,2%
Sicilia	467	569	596	690,8	632,7	1,8	570,1	1,7	-9,9%
Sardegna	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-
<b>TOTALE*</b>	<b>30.819</b>	<b>33.632</b>	<b>34.675</b>	<b>36.874,8</b>	<b>34.762,0</b>	<b>100,0</b>	<b>33.780,5</b>	<b>100,0</b>	<b>-2,8</b>

Totale come indicato nella Relazione Annuale dell'AEEG, i totali sono diversi a cause di arrotondamenti M(m3); Volumi di gas naturale distribuiti su reti secondarie e ai settori residenziale, terziario, industriale e termoelettrico

Fonte: elaborazioni AEEG su dati Ministero dello Sviluppo Economico, settembre 2006 (per dati fino a MSE 2005), per 2005 e 2006 i dati sono dell'AEEG 2007

Guardando i dettagli della distribuzione di gas naturale nel 2006, si osserva che la Lombardia ha il maggiore numero di operatori (94) e di clienti e comuni serviti (1306 concessioni). Tuttavia, il primato nel grado di copertura va all'Emilia Romagna che registra oltre il 100% di copertura, anche in considerazione del fatto che in alcuni comuni operano più distributori di gas. La Puglia ha oltre 1,1 milioni di clienti e un grado di copertura relativamente alto pari all' 89%.

Tab 13. Dettaglio dell'attività di distribuzione di gas naturale per regione, 2006

Regioni	Operatori	clienti (migliaia)*	Comuni serviti	Comuni al 1/1/2006	Grado di copertura (A)	Concessioni
Val d'Aosta	1	17	21	74	28	36
Piemonte	30	1.850	969	1.206	80	946
Liguria	8	824	146	235	62	124
Lombardia	94	4.440	1397	1.546	90	1306
Trentino Alto Adige	14	234	175	339	52	156
Veneto	36	1.854	570	581	98	496
Friuli Venezia Giulia	11	480	185	219	84	180
Emilia Romagna	34	2.052	344	341	101	309
Toscana	18	1.404	240	287	84	166
Lazio	15	2.057	294	378	78	279
Marche	31	614	225	246	91	162
Umbria	10	305	80	92	87	76
Abruzzo	28	460	264	305	87	214
Molise	11	107	120	136	88	122
Campania	21	1.085	382	551	69	369
Puglia	15	1.126	230	258	89	228
Basilicata	11	170	118	131	90	112
Calabria	10	332	252	409	62	342
Sicilia	18	803	313	390	80	238
Sardegna	0	0	0	377	0	0
<b>TOTALE</b>	<b>416</b>	<b>20.215</b>	<b>6.325</b>	<b>8.101</b>	<b>78</b>	<b>5.861</b>

(A) Il grado di copertura del servizio di distribuzione è il rapporto percentuale tra il numero dei comuni serviti e il numero dei comuni della regione desunto dall'elenco Istat dei Comuni d'Italia al 1 gennaio 2006. Può risultare superiore al 100% perché alcuni comuni sono serviti da più operatori. In tal caso il comune viene contato tante volte quante sono gli operatori che vi operano.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La tabella 14 mostra invece l'estensione delle reti di distribuzione divisa in alta, media e bassa pressione, per un totale di quasi 226.000 km. Nel nord l'estensione della rete è di circa 137.900 km pari ad oltre il 60% dal totale. Nel 2006 oltre i tre quarti della rete di distribuzione era in mano agli esercenti, con quote anche superiori al 90% (per esempio in Val d'Aosta, Liguria, Trentino Alto Adige, Lazio, Molise, Calabria e Sicilia).

Tab. 14. Estensione delle reti di distribuzione di gas naturale e loro proprietà

Regioni	Espansione Rete (km)			Quota di proprietà	
	Alta pressione	Media pressione	Bassa pressione	Esercente	Comune
Val d'Aosta	0,3	164,6	180,1	98,9	0,7
Piemonte	219,8	10.740,2	10.681,6	89,3	1,5
Liguria	13,6	1.902,1	4.178,1	99,9	0,1
Lombardia	67,4	12.937	30.426	80	13,1
Trentino Alto Adige	202,2	1.817	1.862,9	91,9	5,3
Veneto	206	9.983,3	17.389,8	78,3	14,7
Friuli Venezia Giulia	4,9	1.959,1	4.834,3	76,2	23,3
Emilia Romagna	383,5	15.662,5	12.100,5	67,3	11,4
Toscana	203,3	5.716	8.902,3	76	9,9
Lazio	193,3	6.064,2	7.265,4	97,3	1,9
Marche	7,7	3.069	3.470,2	53,8	16,7
Umbria	31,8	1.599	2.858,7	72,7	27,3
Abruzzo	1,4	3.816,9	4.162,4	74,7	18,4
Molise	5,2	919,1	949,4	91,8	7,9
Campania	2,5	3212	7.267,7	67,4	29,7
Puglia	94,7	2.880,2	7.533,9	92	7,7
Basilicata	0,5	692,1	1.391,1	79,8	20,2
Calabria	3,8	1.727,2	3.059,9	91,7	8,3
Sicilia	60,3	3.465,2	7.248,3	96	4
Sardegna	-	-	-	-	-
Non in funzione	24	427,8	367,3	-	-
<b>ITALIA</b>	<b>1702,1</b>	<b>88.326,7</b>	<b>136.130,1</b>	<b>76,2</b>	<b>23,3</b>

Fonte: Elaborazione AEEG

## 2.6 L'energia nella Regione Puglia e nella Provincia di Brindisi

Il più recente Piano Energetico Ambientale (P.E.A.R.) della Regione Puglia è stato adottato con la Delibera di Giunta Regionale n.827 del 08-06-07. Il P.E.A.R. pubblica i dati energetici della regione fino all'anno 2004 (le statistiche più recenti al livello regionale e provinciale). In considerazione dei grandi cambiamenti nel mercato energetico regionale, i dati forniscono un quadro di riferimento per gli analisti e devono essere considerati nel contesto delle tendenze in atto.

In particolare vanno sottolineati i seguenti fenomeni:

- la diminuzione della produzione nazionale e regionale di petrolio e gas dopo i picchi verso la fine degli anni novanta;
- l'incremento della dipendenza dalle importazioni e i potenziali "colli di bottiglia" nell'approvvigionamento relativi ai gasdotti transnazionali e la limitata capacità dell'importazione di GNL (per ora in un solo impianto a Panigaglia in Liguria);
- la crescente attenzione all'ambiente ed alle emissioni di CO<sub>2</sub> con conseguenze nell'utilizzo del carbone (tendenza in calo) e delle fonti rinnovabili (tendenza in crescita) oltre alla costruzione/conversione di nuovi impianti che usano fonti di energia meno inquinanti;

- il peso dell'industria pesante della provincia di Taranto nel consumo regionale (particolarmente per il carbone);
- le tendenze economiche e demografiche regionali e locali - che hanno un impatto sul consumo di energia.

Nel 2004, la Regione Puglia registrava una produzione di energia da fonti primarie di 773 ktep, che è solo leggermente superiore (8,7%) alla produzione di 711 ktep del 1990. C'è stato un picco di produzione di energia primaria alla fine degli anni novanta, quando la produzione di petrolio e gas ha visto i suoi livelli più elevati. Nel 2004 non si registrava più la produzione di petrolio. Al 31 dicembre 2004 nella regione risultavano 15 concessioni di coltivazione di idrocarburi, presenti essenzialmente in provincia di Foggia.

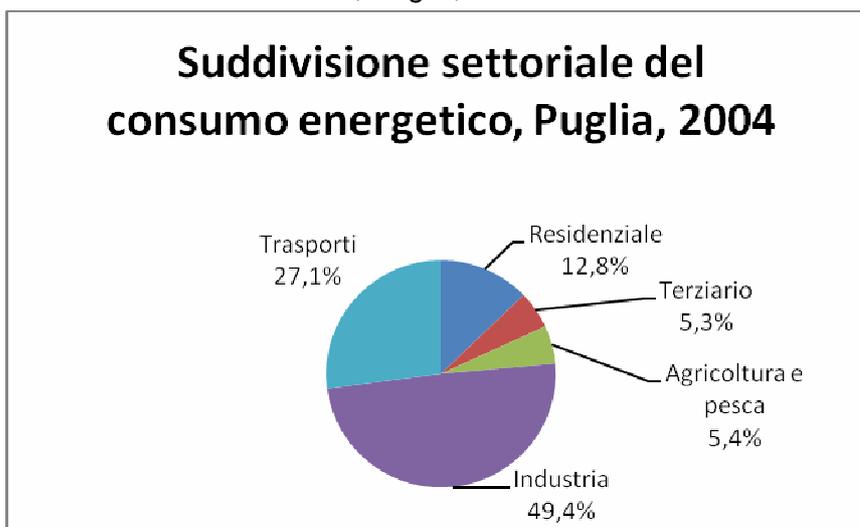
Per quanto riguarda la generazione di elettricità, la Regione Puglia può contare sulla presenza di numerosi impianti che insieme considerati producono quasi il doppio del consumo regionale.

Nel 2004 la produzione lorda di energia elettrica è stata pari a 31.230 GWh, che rispetto al dato del 1990 di 13.410 GWh rappresenta una crescita particolarmente significativa. Solo una piccola parte dell'incremento è da attribuire ad un maggior utilizzo di fonti rinnovabili (eolico, biomasse, e poco PV solare).

Nel 2004 l'elettricità è stata prodotta per il 97,4% da fonti fossili, principalmente dal carbone con il 69% – 4860 ktep su 7044 ktep totali -, e nella misura dell'11,7% dal gas. Il bilancio energetico comunque è cambiato sostanzialmente nel 2006 quando uno degli impianti di generazione elettrica (Edipower) è stato convertito a gas, anche in considerazione dei gravi problemi ambientali causati dalla combustione di carbone nella regione.

A differenza di quanto si osserva a livello nazionale, la distribuzione del consumo di energia per settore vede la Puglia destinare all'industria una quota di consumo più elevata rispetto alla media nazionale (49,4% in Puglia contro 31% per l'Italia).

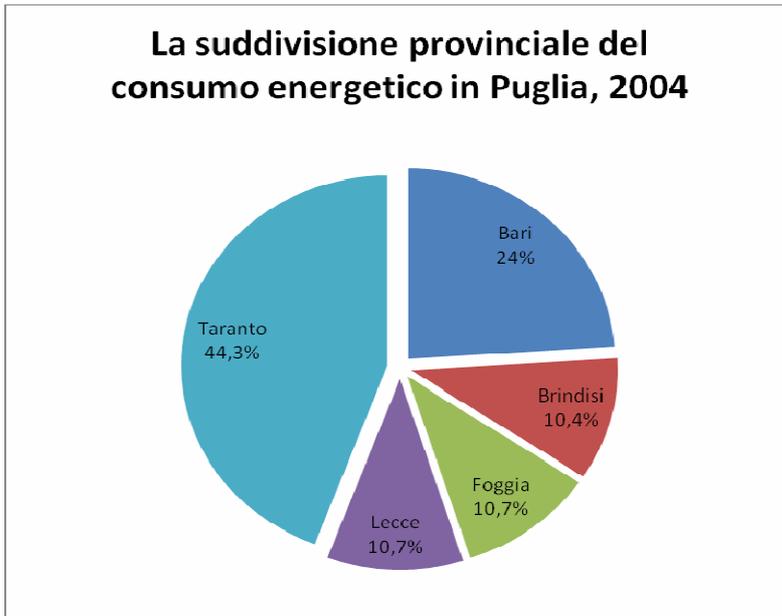
Graf.9. Consumo settoriale, Puglia, 2004



Fonte: P.E.A.R. Puglia, 2007

I consumi energetici finali nelle province della regione Puglia nell'anno 2004 sono arrivati a quasi 9 milioni di tonnellate di petrolio equivalente o 8.974 ktep, suddivise tra le cinque province. La provincia di Taranto assorbe la quota maggiore di energia, oltre il 44% del totale, seguita dalla Provincia di Bari con quasi un quarto del consumo. La Provincia di Brindisi rappresenta solo il 10,4% del consumo regionale e ha il minore consumo di energia finale di tutta la Regione. La distorsione in favore di Taranto è dovuta all'altissimo consumo finale di carbone nello stabilimento siderurgico di Taranto.

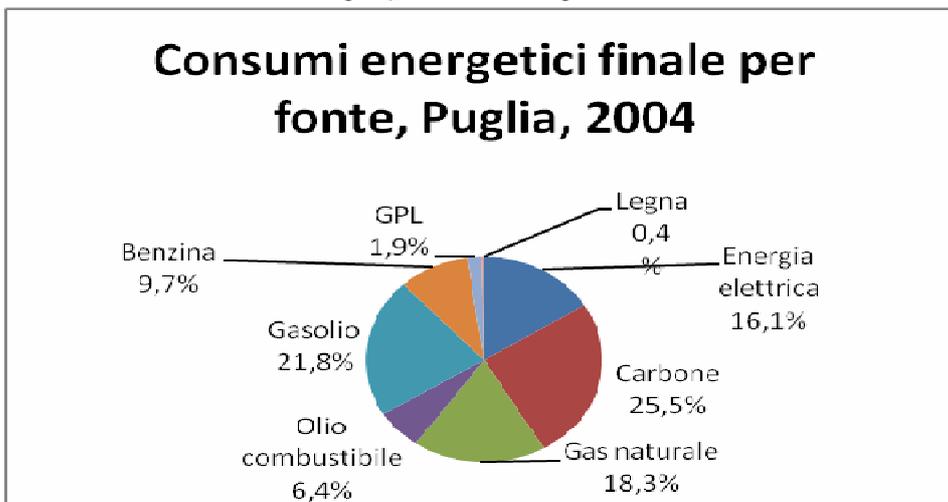
Graf. 10. Quote provinciale del consumo energetico finale, 2004



Fonte: P.E.A.R. Puglia, 2007

Anche grazie all'impianto di Taranto, il carbone è il principale combustibile e copre oltre il 25% del fabbisogno nei consumi finali della Regione Puglia, mentre il gas naturale rappresenta solo il 18,3% dei consumi finali di energia nel 2004.

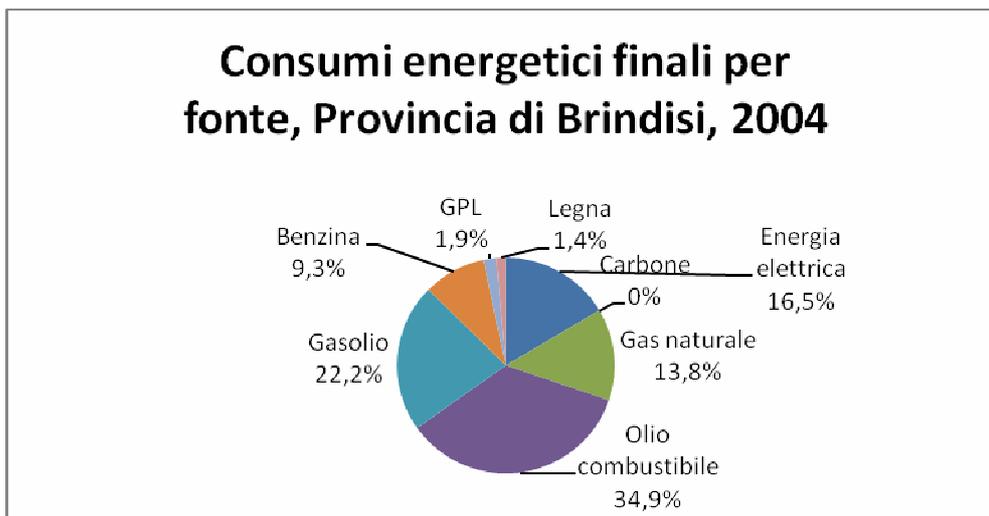
Graf. 11. Consumi di energia per fonte, Puglia



Fonte: P.E.A.R. Puglia, 2007

La Provincia di Brindisi è molto dipendente dal consumo di prodotti petroliferi, con una quota di oltre il 68% del fabbisogno. La quota del gas naturale è sostanzialmente più bassa di quella della regione (13,8% vs. 18,3%), mentre la quota dell'energia elettrica è simile.

Graf. 12. Fonti di energia finale, Brindisi, 2004



Fonte: P.E.A.R. Puglia, 2007

I dati di Infocamere indicano che nella Provincia di Brindisi alla fine del 2006 c'erano 10 imprese attive nella produzione e distribuzione di energia elettrica, gas e acqua, che rappresentano l'8,9% delle imprese della Regione Puglia attive in questo campo.

Nel 2005, secondo i dati Terna, la Provincia di Brindisi ha prodotto 20.173 milioni di Kwh. Questo output rappresentava circa i due terzi della produzione elettrica della Regione, il 22,6% del mezzogiorno e il 6,9% della produzione Italiana. I consumi provinciali rappresentano solo il 9,4% della produzione provinciale, evidenziando il fatto che Brindisi produce una grande quantità di elettricità per soddisfare il fabbisogno regionale e nazionale. La maggiore parte dell'elettricità prodotta viene usata nell'industria (56,72%).

### 3. Il contesto socio-economico della provincia di Brindisi

#### 3.1 - Il territorio e la sua popolazione: sesso, età, livelli di istruzione. La dotazione infrastrutturale.

L'analisi del sistema territoriale della provincia di Brindisi parte dalla ricognizione delle specificità economico-produttive che ne caratterizzano l'intera area. Geograficamente essa si colloca in una posizione vantaggiosa al centro del Mediterraneo, quale naturale crocevia con i Balcani e l'Oriente. Il territorio è caratterizzato da sistemi paesistici leggermente diversificati, essendo presenti contestualmente ambiti nei quali si registrano condizioni orografiche e strutturali tipiche di zone costiere, aree pianeggianti interne e zone collinari.

#### Sistema territoriale della provincia di Brindisi<sup>9</sup>



Fonte: Formez, Osservatorio PIT [www.sviluppocale.formez.it](http://www.sviluppocale.formez.it)

#### 3.1.1 - Il territorio e la popolazione

L'area della provincia di Brindisi comprende i sistemi produttivi locali di Brindisi e di Fasano che sono i due centri maggiori per numero di abitanti. L'area è composta da 20 Comuni che si estendono su una superficie complessiva di 1.839,4 Km<sup>2</sup> (pari al 9,50

<sup>9</sup> Per Sistema Territoriale si intende l'aggregazione dei Comuni caratterizzati da relazioni di omogeneità economico-produttive così come mappata dalla Regione Puglia nello studio sui sistemi produttivi locali realizzato nell'ambito del POP '94/'99 e ripreso nel POR Puglia 2000 – 2006 e nel relativo Complemento di Programmazione. In questa classificazione operata dalla Regione il sistema territoriale di Brindisi coincide con l'intera area provinciale e solo con essa.

% della superficie regionale). I Comuni connotati da una dimensione territoriale maggiore sono: Brindisi, Carovigno, Ceglie Messapica, Fasano, Francavilla Fontana, Mesagne e Ostuni che nel complesso rappresentano il 66% della superficie totale dell'area provinciale (tab.1).

Tab. 1 – Superficie territoriale dei Comuni della provincia al 31 dicembre 2002

Comune	Superficie (kmq)
Brindisi	328,4
Carovigno	105,5
Ceglie Messapica	130,3
Cellino San Marco	37,5
Cisternino	54,1
Erchie	44,1
Fasano	128,9
Francavilla Fontana	175,2
Latiano	54,8
Mesagne	122,6
Oria	83,5
Ostuni	223,7
San Donaci	34,2
San Michele Salentino	26,2
San Pancrazio Salentino	55,9
San Pietro Vernotico	46,1
San Vito dei Normanni	66,4
Torchiarolo	32,2
Torre Santa Susanna	55,1
Villa Castelli	34,8
<b>Totale provincia di Brindisi</b>	<b>1.839,5</b>
<b>Regione Puglia</b>	<b>19.365,6</b>

Fonte: elaborazioni su dati IPRES – Puglia in cifre 2002

Al 31 dicembre 2006 la provincia di Brindisi contava una popolazione di 402.831 abitanti (fonte ISTAT), pari a circa il 10% della popolazione totale regionale (tab.2). I centri più popolosi sono il Comune capoluogo - che da solo rappresenta il 22,4% della popolazione complessiva dell'area provinciale - ed i Comuni di Fasano, Francavilla Fontana e Ostuni, con popolazioni superiori ai 30.000 abitanti che, insieme a Brindisi, rappresentano il 49,1% del totale. Rispetto ai dati del 2001, nell'area si riscontra un minimo aumento della popolazione pari allo 0,18%, dopo un leggero calo registrato tra il 2001 e il 2003, superiore comunque al dato regionale che registra una crescita quasi nulla (tab. 2).

Tab. 2 - Variazione della popolazione residente tra il 2001 e il 2006

Comune	Popolazione residente 2001		Popolazione residente 2003		Popolazione residente 2006		Var.% 2006/2001
	Valori assoluti	% su totale provincia	Valori assoluti	% su totale provincia	Valori assoluti	% su totale provincia	
Brindisi	88.933	22,1%	88.197	22,0%	90.222	22,4%	1,45%
Carovigno	14.964	3,7%	15.396	3,8%	15.733	3,9%	5,14%
Ceglie Messapica	21.318	5,3%	20.864	5,2%	20.678	5,1%	-3,00%
Cellino San Marco	6.818	1,7%	6.783	1,7%	6.782	1,7%	-0,53%
Cisternino	12.076	3,0%	12.039	3,0%	11.944	3,0%	-1,09%
Erchie	8.745	2,2%	8.760	2,2%	8.986	2,2%	2,76%
Fasano	38.688	9,6%	38.836	9,7%	38.270	9,5%	-1,08%

Francavilla	36.242	9,0%	36.246	9,0%	36.469	9,1%	0,63%
Latiano	15.369	3,8%	15.282	3,8%	15.144	3,8%	-1,46%
Mesagne	27.543	6,8%	27.297	6,8%	27.902	6,9%	1,30%
Oria	15.176	3,8%	15.177	3,8%	15.366	3,8%	1,25%
Ostuni	32.896	8,2%	32.766	8,2%	32.591	8,1%	-0,93%
San Donaci	7.102	1,8%	7.107	1,8%	7.002	1,7%	-1,41%
San Michele Salentino	6.235	1,6%	6.247	1,6%	6.277	1,6%	0,67%
San Pancrazio Salentino	10.547	2,6%	10.551	2,6%	10.482	2,6%	-0,62%
San Pietro Vernotico	14.992	3,7%	14.830	3,7%	14.667	3,6%	-2,17%
San Vito dei Normanni	20.060	5,0%	19.908	5,0%	19.817	4,9%	-1,21%
Torchiarolo	5.125	1,3%	5.086	1,3%	5.035	1,2%	-1,76%
Torre Santa Susanna	10.601	2,6%	10.540	2,6%	10.552	2,6%	-0,46%
Villa Castelli	8.663	2,2%	8.657	2,2%	8.912	2,2%	2,87%
<b>Totale Prov. Brindisi</b>	<b>402.093</b>	<b>100,0%</b>	<b>400.569</b>	<b>100,0%</b>	<b>402.831</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,18%</b>
<b>Regione Puglia</b>	<b>4.019.500</b>		<b>4.040.990</b>		<b>4.069.869</b>		<b>0,0125%</b>

Fonte: elaborazioni su dati ISTAT

La distribuzione della popolazione per classi di età evidenzia una sostanziale omogeneità rispetto ai corrispettivi dati regionali (tab. 3 e graf. 1).

Tab 3 – Popolazione residente al 1° gennaio 2006 su ddivisa per sesso e fasce di età

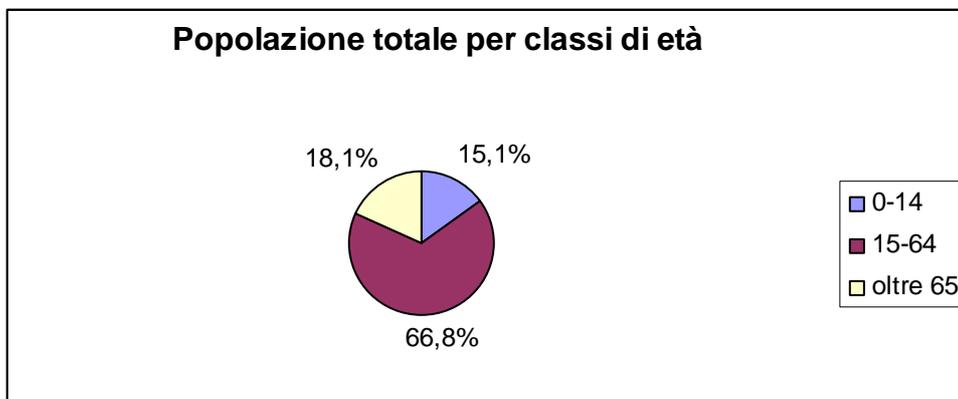
Comuni	Maschi				Femmine				Tot. Popolaz.
	0-14	15-64	oltre 65	Totale	0-14	15-64	oltre 65	Totale	
Brindisi	6.995	30.237	6.188	43.420	6.780	31.602	8.637	47.019	90.439
Carovigno	1.243	5.292	1.125	7.660	1.201	5.209	1.557	7.967	15.627
Ceglie Messapica	1.488	6.620	1.745	9.853	1.359	6.934	2.605	10.898	20.751
Cellino San Marco	488	2.126	592	3.206	447	2.324	822	3.593	6.799
Cisternino	859	3.728	1.209	5.796	786	3.804	1.600	6.190	11.986
Erchie	807	2.972	599	4.378	796	3.013	802	4.611	8.989
Fasano	3.099	12.921	2.644	18.664	2.987	13.236	3.649	19.872	38.536
Francavilla Fontana	3.204	12.035	2.270	17.509	3.117	12.580	3.166	18.863	36.372
Latiano	1.224	4.875	1.283	7.382	1.155	4.947	1.724	7.826	15.208
Mesagne	1.958	9.162	2.193	13.313	1.871	9.773	3.160	14.804	28.117
Oria	1.221	5.003	1.200	7.424	1.109	5.256	1.630	7.995	15.419
Ostuni	2.168	10.489	2.768	15.425	2.067	10.997	4.193	17.257	32.682
San Donaci	510	2.209	649	3.368	486	2.340	827	3.653	7.021
San Michele Salentino	541	1.976	557	3.074	443	2.012	731	3.186	6.260
San Pancrazio Salentino	781	3.494	824	5.099	781	3.511	1.080	5.372	10.471
San Pietro Vernotico	1.021	4.575	1.312	6.908	1.030	4.965	1.832	7.827	14.735
San Vito dei Normanni	1.414	6.361	1.677	9.452	1.352	6.725	2.288	10.365	19.817
Torchiarolo	453	1.605	436	2.494	408	1.687	480	2.575	5.069

Torre Santa									
Susanna	852	3.572	717	5.141	849	3.641	975	5.465	10.606
Villa Castelli	825	3.005	578	4.408	715	2.968	791	4.474	8.882
<b>Tot. Area</b>	<b>31.15</b>								
<b>Brindisi</b>	<b>1</b>	<b>132.257</b>	<b>30.566</b>	<b>193.974</b>	<b>29.739</b>	<b>137.524</b>	<b>42.549</b>	<b>209.812</b>	<b>403.786</b>
<b>Tot. Regione</b>	<b>329.6</b>								
<b>Puglia</b>	<b>23</b>	<b>1.348.459</b>	<b>299.256</b>	<b>1.977.338</b>	<b>311.301</b>	<b>1.379.086</b>	<b>403.793</b>	<b>2.094.180</b>	<b>4.071.518</b>

Fonte: elaborazioni su dati ISTAT

In particolare, la popolazione giovanile (in età fino ai 14 anni) risulta nel sistema territoriale di Brindisi lievemente inferiore che nel resto della regione (15,1% a fronte del 15,7%), così come la popolazione in età lavorativa compresa tra i 15 ed i 64 anni (66,8% contro il 67,0% regionale), mentre, la popolazione oltre i 65 anni risulta superiore rispetto al valore regionale (18,1% a fronte del 17,3% della Puglia).

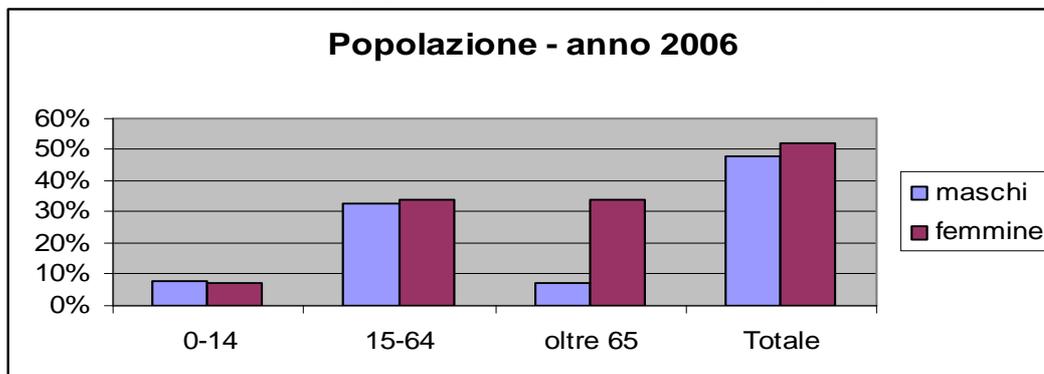
Graf. 1. Popolazione dell'area di Brindisi suddivisa per classi di età



Fonte: elaborazioni su dati ISTAT

Se si considerano i valori disaggregati a livello comunale, nella fascia di popolazione compresa tra i 15 e i 64 anni il comune di Brindisi rappresenta il 15,3% del totale provinciale, mentre nel confronto con la regione, la popolazione attiva dell'area rappresenta circa il 9,89% della popolazione attiva totale pugliese. Dall'esame della composizione della popolazione distinta per sesso risulta una certa omogeneità rispetto ai rispettivi valori regionali: l'area è caratterizzata da una presenza prevalente della componente femminile pari al 52% della popolazione totale (a fronte del 51,4% regionale). Se si guarda, inoltre, alla composizione della popolazione per classi di età, si rileva che la componente femminile supera quella maschile nella fascia di età (15-64 anni) con una percentuale del 34,1% a fronte del 32,8%.

Graf. 2. Distribuzione della popolazione del comune di Brindisi per fasce di età e sesso.

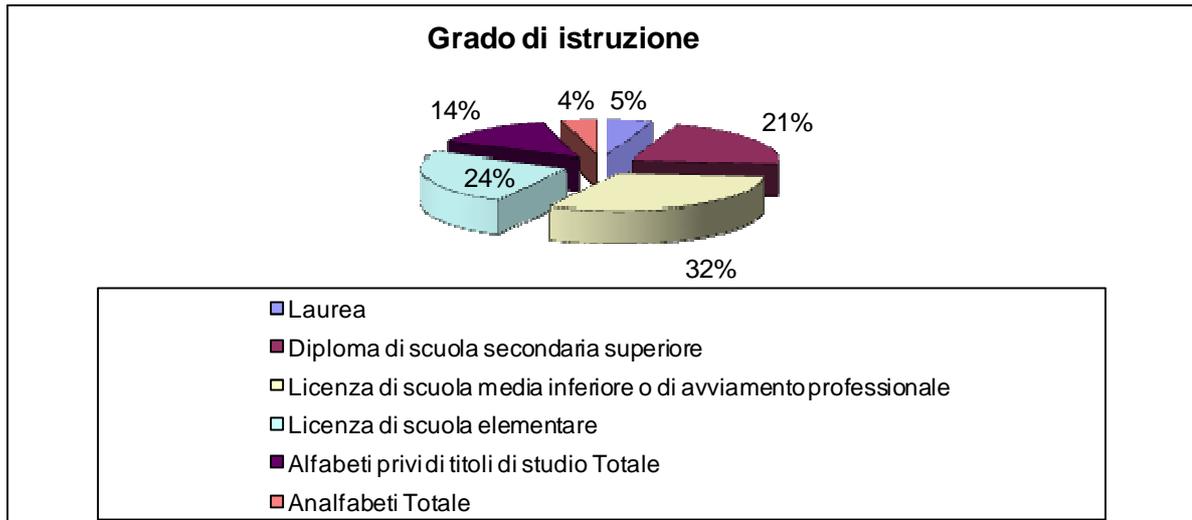


Fonte: elaborazioni su dati ISTAT

### 3.1.2 - L'evoluzione dell'offerta per titolo di studio

Al censimento del 2001, la consistenza percentuale dei laureati nel sistema territoriale di Brindisi risultava pari al 5%, mentre più ampia risultava la proporzione dei residenti in possesso della licenza di scuola media inferiore o di avviamento professionale (32%). Nel complesso, la popolazione è largamente alfabetizzata: il 4% del totale è totalmente analfabeta, mentre il 14% è alfabeto, ma privo di un titolo studio. Degli analfabeti, circa il 73% appartiene in gran parte alle fasce di età più anziane con più di 65 anni di età.

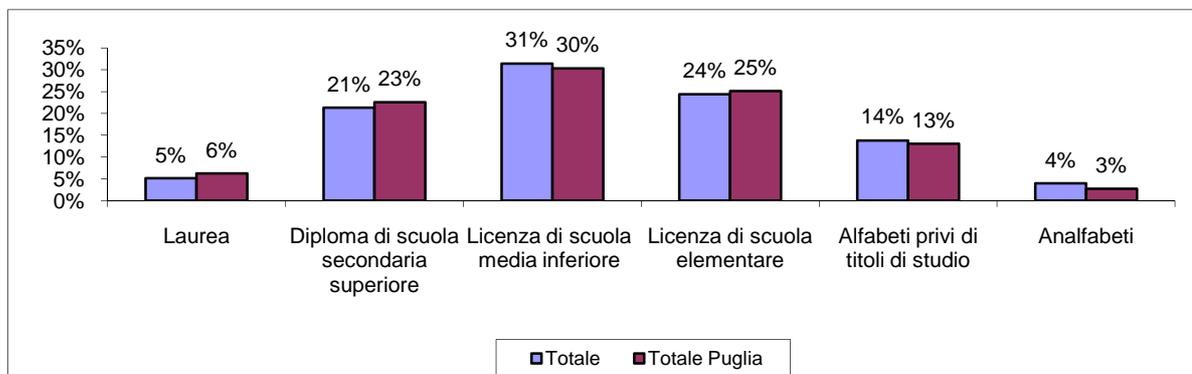
Graf. 3. Grado di istruzione della popolazione Area Brindisi. Anno 2001



Fonte: ISTAT - Censimento 2001

Da un confronto dei valori registrati nell'area di Brindisi con i rispettivi valori regionali (grafico 4) si evince una minore incidenza di laureati e di diplomati. Dati più aggiornati sulla scolarità regionale, riferiti all'anno scolastico 2003/2004 e relativi ai giovani tra i 15 e i 18 riportano una percentuale di frequenza delle scuole secondarie di 4 punti percentuali inferiore alla media nazionale (79% regionale rispetto all'83% media nazionale). Ancora oggi è assente una struttura autonoma di livello universitario, mentre vi sono stati, e vi sono tuttora, distaccati corsi di laurea dalle vicine Università di Bari e Lecce. Per quanto riguarda la frequenza universitaria nella Regione nell'anno accademico 2004/05, c'erano 113.323 studenti iscritti alle università pugliesi. L'incidenza degli iscritti sul totale degli abitanti compresi fra i 18 ed i 30 anni risulta più basso della media italiana di 4 punti percentuali.

Graf. 4 - Raffronto grado di istruzione area di Brindisi - Regione. Anno 2001



Fonte: ISTAT - Censimento 2001

### **3.1.3 - La dotazione infrastrutturale dell'area**

L'area gode di una posizione geografica di notevole interesse, grazie anche ad una buona dotazione infrastrutturale di tipo portuale, aeroportuale, ferroviario e di veloci collegamenti stradali.

#### **Il sistema ferroviario**

L'area del sistema territoriale di Brindisi è interessata dalle seguenti linee e servizi ferroviari:

- Linea Bari Centrale – Lecce
- Linea Brindisi – Brindisi Marittima
- Linea Metaponto – Brindisi
- Per le infrastrutture e servizi delle Ferrovie del Sud-Est si rileva la presenza della linea Martina Franca – Lecce

#### **La rete stradale**

L'area è caratterizzata dalla presenza di una buona rete stradale di grande comunicazione sulle direttrici Nord-Sud ed Est-Ovest.

L'itinerario principale di interesse per l'area provinciale è formato dall'Autostrada A14 Bologna – Bari – Taranto, per l'intera tratta interessante il territorio regionale ed è completato a Sud di Bari dall'itinerario Bari – Otranto, caratterizzato dalla tangenziale di Bari, dalla S.S. 16 nel tratto Bari – Fasano, dalla S.S. 379 nel tratto Fasano – Brindisi, dalla tangenziale di Brindisi, dalla S.S. 613 Brindisi – Lecce, dalle tangenziali di Lecce ed infine ancora dalla S.S. 16 nel tratto Lecce – Maglie – Otranto, mentre è previsto l'ampliamento a quattro corsie della Maglie-Leuca il cui progetto ha già copertura finanziaria.

Gli itinerari complementari variano per numero e per dislocazione a seconda dei sub-tratti funzionali di riferimento riconoscibili lungo lo sviluppo del corridoio fondamentale. Nel tratto Bari – Brindisi sono riconoscibili due itinerari complementari che si sviluppano in posizione più "interna" rispetto all'itinerario principale:

- uno, il più prossimo all'itinerario principale, è costituito dalle ex S.S. 634 e 377 e da un breve tratto della ex S.S. 16 ed interessa i centri di Triggiano, Capurso, Noicattaro, Rutigliano, Conversano, Castellana Grotte, Putignano, Monopoli, Fasano, Ostuni, S. Vito dei Normanni e Brindisi;

- il secondo, ancora più "interno" è costituito da un tratto della S.S. 172 "dei Trulli" e da un breve tratto di viabilità provinciale ed interessa una porzione di territorio più "interna" rispetto al tracciato autostradale. I principali centri serviti da tale itinerario sono Casamassima, Turi, Putignano, Alberobello, Locorotondo ed Ostuni.

La sezione trasversale di tali itinerari presenta una sola corsia per senso di marcia.

Nel tratto Brindisi – Lecce – Maglie – Otranto è presente un solo itinerario complementare costituito dalla ex S.S. 16 tra Brindisi e Lecce e dalla viabilità provinciale tra Lecce (S.S. 101) e Maglie. La sezione trasversale nella ex S.S. 16 è caratterizzata da una sola corsia per senso di marcia mentre la viabilità provinciale presenta invece due corsie per senso di marcia.

I tratti S.S. 7 Taranto – Brindisi e S.S.7 per Taranto – Lecce sono configurati quali collegamenti fondamentali tra Taranto e gli altri capoluoghi provinciali, Brindisi e Lecce, nonché con alcuni importanti centri dell'area interna – Grottaglie, Francavilla Fontana,



Latiano, Mesagne sul primo itinerario e S. Giorgio, Sava, Manduria, S. Pancrazio Salentino e Salice Salentino sul secondo.

### **Il sistema portuale**

La rete portuale regionale definisce i porti da considerarsi di interesse nazionale e che allo stato attuale sono sedi di Autorità Portuali, individuate nella Legge 84/1994 e s.m.

I porti pugliesi che fanno parte di tale rete sono quelli di Bari, Brindisi e Taranto.

Il porto di Brindisi<sup>10</sup> si pone storicamente, per la sua posizione geografica e le sue caratteristiche fisiche, come il naturale crocevia con la Grecia, l'area balcanica, la Turchia ed il Bacino orientale del Mediterraneo. Attualmente esso occupa, nel reticolo degli itinerari dei corridoi transnazionali, una posizione strategica, costituendo crocevia del Corridoio Adriatico con quello Sud Europeo n. 8 e quindi punto di interscambio delle relazioni Nord-Sud con quelle Est-Ovest. Il porto di Brindisi inoltre è riconosciuto come terminale Ro – Ro internazionale e nazionale e come scalo multi-purpose, in cui convivono funzioni commerciali (legate anche al traffico container peraltro intermittente), industriali e di servizio, anche rivolte al trasporto passeggeri. Il porto si compone di tre distinti bacini: il porto interno, il porto medio ed il porto esterno. Nel porto interno sono disponibili, nel Seno di Levante, undici banchine, per uno sviluppo di 1,925 metri lineari con fondali da 8,5 a 10 metri, di cui otto destinate al traffico traghetti con potenzialità di ormeggio contemporaneo per otto navi. Lungo la banchina Punto Franco sorgono Silos, con una capacità recettiva di 27.000 tonnellate di granaglie asciutte, e le relative attrezzature specializzate per l'imbarco dei prodotti. Il porto medio è principalmente destinato alle attività commerciali. Le banchine di Costa Morena si sviluppano per 1.170 metri, con profondità di 14 metri, su di esse insistono piazzali per 300.000 metri quadri. Lungo la banchina di riva è operativa una gru portuale Reggiane-Paceco per contenitori da 20' e 40'. Lungo la diga di Costa Morena (500 mt) si sviluppa il sistema, a mezzo nastro e pipeline, per lo sbarco dei prodotti destinati all'alimentazione delle centrali elettriche di Brindisi sud e nord. Nella parte occidentale di Costa Morena (area di Punto delle Terrare) sono operativi 270 metri di banchine per il traffico Ro-Ro con possibilità di ormeggio contemporaneo di cinque navi. Nel porto medio esistono anche impianti destinati allo sbarco di gas e cemento. Il porto esterno ha vocazione principalmente industriale e in esso sono installate le strutture destinate allo sbarco dei prodotti (materie prime e semilavorati) per gli stabilimenti del polo industriale chimico. La diga di Punta Riso, nella parte terminale, offre la possibilità di ormeggio, disponendo di fondali di 20 metri, per operazioni di allibio. Complessivamente il porto di Brindisi dispone di 21 banchine commerciali per uno sviluppo lineare di oltre 3.700 metri.

### **Il sistema di trasporto aereo**

L'aeroporto di Brindisi offre collegamenti nazionali, con voli a frequenza giornaliera, con Roma e Milano (Linate e Malpensa) e ultimamente, anche Venezia. Per Bologna ci sono tre collegamenti alla settimana. Dei voli giornalieri su Milano 4 hanno destinazione Linate e 3 Malpensa. Con una frequenza minore ci sono due voli per Milano Orio al Serio (Bergamo). La rete dei collegamenti attivi nell'aeroporto di Brindisi evidenzia una polarizzazione forte sull'hub intercontinentale di Roma Fiumicino e di minore intensità su quello di Milano Malpensa. Ora ci sono anche collegamenti internazionali con Londra (3 volte alla settimana) e Zurigo (una volta alla settimana).<sup>11</sup>

---

<sup>10</sup> Fonte : sito [www.porto.br.it](http://www.porto.br.it)

<sup>11</sup> Fonte : sito [www.aerportodibrindisi.com/partenze\\_aeroporto\\_di\\_brindisi.html](http://www.aerportodibrindisi.com/partenze_aeroporto_di_brindisi.html)

Ad aprile 2007, La Commissione Europea di Bruxelles ha autorizzato l'Italia a concedere aiuti finanziari, per un importo di 63 milioni di euro, per avviare nuovi collegamenti dagli scali pugliesi verso destinazioni nazionali ed internazionali.

L'aeroporto di Brindisi si estende su un'area di 250 ettari, è dotato di due piste quasi ortogonali denominate, RWY 14-32 e RWY 05/23, aventi rispettivamente una lunghezza complessiva di 2.628 m. e 1.940 m ed una larghezza di 45 m. e 50 m.. Sono inoltre presenti due piste di rullaggio parallele a quelle di volo. Per tale sua configurazione lo scalo aeroportuale brindisino è considerato dall'Associazione piloti del nostro Paese uno dei migliori d'Italia – potendo consentire l'atterraggio di velivoli provenienti da direzioni diverse – e ha reso possibile l'insediamento nelle sue adiacenze di stabilimenti di primarie industrie italiane (Agusta Westland, Officine Aeronavali - gruppo Finmeccanica) produttrici di nuovi velivoli elicotteristici (Agusta), o capaci di operare revisioni, ristrutturazioni e ammodernamenti di velivoli già operativi (Officine Aeronavali).

Il cono di atterraggio dell'aeroporto insiste però su parte del porto limitando la possibilità di attracco per le navi di nuova generazione alte fino a 50 metri. A riguardo è stata avanzata la proposta di allungamento della pista di circa 1 Km che potrebbe risolvere tale criticità .

### 3.2 La struttura economica e produttiva della provincia

L'analisi della struttura economica e produttiva della provincia evidenzia il ruolo trainante della città di Brindisi nell'economia locale grazie alla sua spiccata vocazione industriale e terziaria che, insieme ai Comuni di Ostuni, Fasano e Francavilla Fontana, contribuisce in maniera decisiva alla formazione del reddito e dell'occupazione nell'intera area provinciale.

#### 3.2.1 - La struttura occupazionale

Nel complesso, la percentuale di occupazione dell'area di Brindisi è il 9,88% dell'intera Puglia. L'analisi della struttura occupazionale al 2004 evidenzia un livello di occupazione (occupati/popolazione residente) complessivo del 34,05%, che rappresenta un calo di 2 punti percentuali rispetto al valore registrato solo un anno prima (36,16%), superiore comunque al dato regionale del 33,40% (tab. 4). La riduzione degli occupati registrata nel 2004 è riferita a tutti i settori di attività economica.

Tab.4 - Popolazione residente e occupati presenti a livello comunale - anno 2004

Comuni	Popolazione tot. Residente a inizio anno (migl.)	Occupati presenti (migliaia)				% di occupati sul totale della popolazione e 2004
		Agricoltura	Industria	Altre attività	Totale	
Brindisi	88,06	2,62	11,05	33,80	47,47	53,90
Carovigno	15,37	0,84	0,54	2,65	4,04	26,25
Ceglie Messapica	20,83	1,11	1,56	3,62	6,29	30,19
Cellino San Marco	6,77	0,38	0,36	0,87	1,61	23,78
Cisternino	12,02	0,34	1,05	2,29	3,68	30,62
Erchie	8,75	0,70	0,26	1,14	2,10	24,03
Fasano	38,78	1,69	2,52	9,11	13,32	34,34
Francavilla Fontana	36,19	1,36	1,59	7,97	10,92	30,16
Latiano	15,26	0,86	0,52	2,04	3,41	22,37
Mesagne	27,26	1,50	0,91	5,23	7,64	28,02

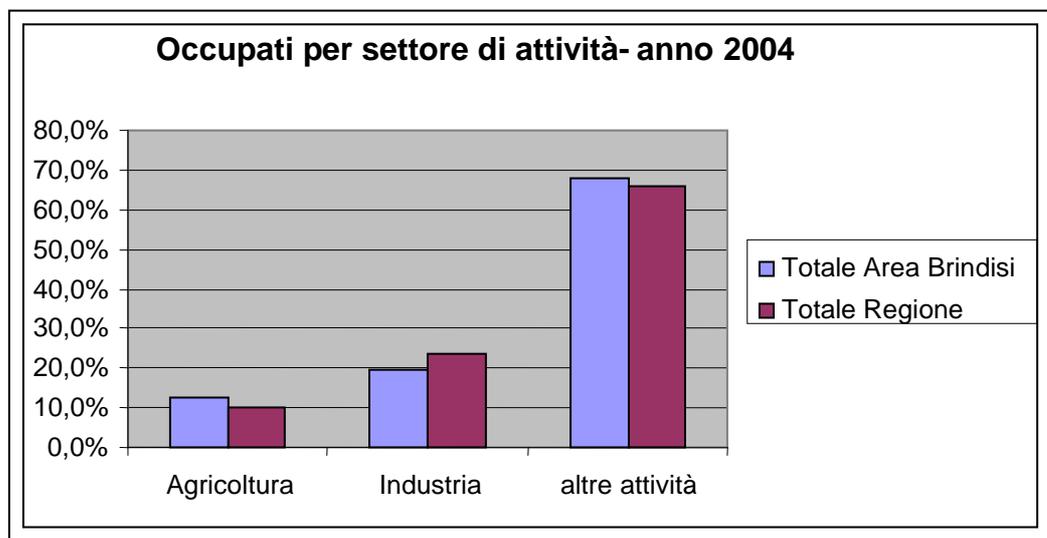
Oria	15,15	0,70	0,59	2,32	3,61	23,80
Ostuni	32,72	1,39	1,91	8,33	11,63	35,56
San Donaci	7,10	0,34	0,40	0,97	1,71	24,12
San Michele Salentino	6,24	0,28	0,30	0,89	1,47	23,49
San Pancrazio Salentino	10,54	0,47	0,41	1,35	2,23	21,18
San Pietro Vernotico	14,81	0,62	0,64	3,25	4,51	30,46
San Vito Dei Normanni	19,88	0,46	0,90	3,29	4,65	23,40
Torchiarolo	5,08	0,24	0,26	0,74	1,24	24,40
Torre Santa Susanna	10,52	0,93	0,45	1,51	2,89	27,44
Villa Castelli	8,64	0,50	0,38	0,92	1,79	20,70
<b>Tot. Provincia di Brindisi</b>	<b>399,96</b>	<b>17,30</b>	<b>26,60</b>	<b>92,30</b>	<b>136,20</b>	<b>34,05</b>
<b>TOTALE REGIONE</b>	<b>4.046,44</b>	<b>137,20</b>	<b>321,10</b>	<b>893,30</b>	<b>1.351,60</b>	<b>33,40</b>

Fonte: Osservatorio Regionale Banche-Imprese di Economia e Finanza. Il sistema Puglia. Il prodotto interno lordo della Puglia 1995-2004, Ottobre 2005

A livello disaggregato, si rilevano le percentuali di occupati sul totale della popolazione, significativamente superiori nel Comune di Brindisi (53,90%) rispetto al valore medio regionale (33,40%). Fasano con una percentuale di occupati pari al 34,34% ed Ostuni con una percentuale del 35,56%, che insieme rappresentano il 39,9% della popolazione provinciale, registrano un livello solo leggermente superiore al dato medio regionale. Nei Comuni di Brindisi, Fasano, Ostuni e Francavilla Fontana si concentra il 61,2% dell'occupazione totale dell'area.

Il grafico seguente mostra la struttura occupazionale dell'area, raffrontata con quella regionale, nei diversi settori dell'attività economica.

Graf. 5. Distribuzione degli occupati per settori di attività economica



Fonte: Osservatorio Regionale Banche-Imprese di Economia e Finanza. Il sistema Puglia. Il prodotto interno lordo della Puglia 1995-2004, Ottobre 2005

L'analisi degli occupati per macrosettori di attività evidenzia nel 2004 una struttura produttiva orientata ai servizi, con una percentuale di circa il 67,8%, di poco superiore al valore regionale, pari al 66,1%. Tale tendenza è andata aumentando rispetto al 2003 quando la quota riferita ai servizi era pari al 65,9% per l'area di Brindisi e al 65,3% per la Regione. È da rilevare comunque il peso del Comune capoluogo che da solo registra il più alto numero di occupati nel settore terziario che rappresentano, in termini percentuali, il 36,6% del totale degli occupati del terziario provinciale. Nel settore dell'agricoltura si rileva una percentuale di occupati del 12,7%, più elevata di quella

provinciale di oltre due punti percentuali (10,2%). I Comuni dove si registra la maggiore concentrazione di occupati in agricoltura sono Brindisi, che contribuisce per il 15,14% al totale dell'area, Fasano con il 9,77%, Mesagne con l'8,67% e Ostuni con l'8,03%.

Nel settore industriale invece, si rileva una percentuale di occupati inferiore rispetto alla media regionale: 19,5% a fronte del 23,8%, in calo rispetto al dato del 2003 (20,8%). I dati evidenziano un elevato grado di concentrazione territoriale nel Comune di Brindisi che registra circa il 41,5% del totale dell'occupazione industriale dell'intero sistema territoriale.

Nel periodo 2004-2006 si è comunque registrato calo della disoccupazione, da un tasso del 15,5% al 12,8% per la Puglia, da oltre il 16% al 12,9% per la provincia di Brindisi, riflettendo la tendenza positiva sia nel mezzogiorno sia nell'intero Paese. Nello stesso periodo il tasso di occupazione per la provincia di Brindisi è calato e si è attestato su valori inferiori sia alla media regionale che del Mezzogiorno (tab. 5).

Tab. 5. Tassi di occupazione per province della Puglia nel periodo 2004 - 2006  
Raffronti Puglia Mezzogiorno ed Italia.

	2004	2005	2006
	<i>Occupazione</i>		
<i>Foggia</i>	42,0	40,6	42,0
<i>Bari</i>	46,8	46,1	47,3
<i>Taranto</i>	42,3	43,8	44,3
<i>Brindisi</i>	46,1	43,8	45,1
<i>Lecce</i>	45,6	44,9	47,0
<b>Puglia</b>	<b>45,0</b>	<b>44,4</b>	<b>45,7</b>
<i>Mezzogiorno</i>	46,1	45,8	46,6
<b>Italia</b>	<b>57,4</b>	<b>57,5</b>	<b>58,4</b>
	<i>Disoccupazione</i>		
<i>Foggia</i>	19,3	18,5	11,3
<i>Bari</i>	14,7	13,5	13,3
<i>Taranto</i>	14,0	12,8	9,3
<i>Brindisi</i>	16,1	16,3	12,9
<i>Lecce</i>	14,7	14,4	15,0
<b>Puglia</b>	<b>15,5</b>	<b>14,6</b>	<b>12,8</b>
<i>Mezzogiorno</i>	15,0	14,3	12,2
<b>Italia</b>	<b>8,0</b>	<b>7,7</b>	<b>6,8</b>

Fonte: Istat

### 3.2.2 – Occupazione tipica e atipica

L'analisi della struttura occupazionale nell'area di Brindisi evidenzia, nell'ultimo triennio, il contributo determinante della componente atipica alla crescita dell'occupazione. Nel 2004 la provincia di Brindisi ha offerto lavoro al 10,08% degli occupati pugliesi, mostrando una diminuzione rispetto al 2001 del -3,57%. L'andamento congiunturale dell'occupazione ha evidenziato una tendenza evolutiva peggiore rispetto al resto della regione. Nel 2004 in agricoltura si registrava una contrazione del -13,5% rispetto al 2001 - anche la Regione ha visto un sensibile calo nell'occupazione agricola (-13%). Nello stesso periodo l'andamento congiunturale ha evidenziato una flessione negativa anche per l'industria provinciale (-5%), diverso il dato regionale che ha registrato un +2,39%. Unica variazione positiva per la provincia è stata quella riferita alle altre attività con un +1,43%, valore comunque inferiore a quello regionale del 4%, che indica una crescita occupazionale regionale sostanzialmente più elevata.

Tab. 6. *Andamento congiunturale e percentuale di occupazione per macrosettori. Area Brindisi Variazione % 2001-2004 dell' occupazione per macrosettori.*

variazione	Popolaz.totale residente '000	occupazione (migliaia di unità)				Totale	% di occupati su popolaz.
		Agricoltura	Industria	Altre attività			
Area Brindisi	-0,53%	-13,50%	-5,00%	1,43%	-2,01%	-1,49%	
Regione Puglia	0,67%	-13,16%	2,39%	4,04%	1,61%	0,93%	

Fonte: Osservatorio Regionale Banche-Imprese di Economia e Finanza. Il sistema Puglia. Il prodotto interno lordo della Puglia 1995-2004, Ottobre 2005

La distribuzione dell'occupazione, in larga misura atipica, per settori di attività e per classi di addetti, mostrava nel periodo 2001/2003 un andamento complessivamente positivo del mercato del lavoro, registrando un incremento del 6,8% dei dipendenti nei settori delle industrie alimentari, estrattive, dei metalli, chimiche e di produzione energia, nonché nel settore delle costruzioni e del commercio. La performance dell'occupazione fissa invece è stata negativa nel 2003, in linea con le tendenze evolutive di quella regionale: si è ridotta del 2% nel settore del commercio, dell'1,5% nell'artigianato manifatturiero e del 2,2% nelle costruzioni; è rimasta stazionaria nel settore del turismo; è cresciuta, invece, del +10,8% nel settore dell'industria manifatturiera. Le variazioni nell'occupazione fissa nel periodo 2001/2002 mostravano piccole variazioni a livello regionale in tutti i settori considerati: da una diminuzione del 2% nell'Industria ad un aumento del 2% sia nel turismo che nell'artigianato dei servizi. A livello provinciale il dato evidenziava una diminuzione nell'artigianato dei servizi (-7% a fronte di un aumento regionale del 2%) e un aumento di lavoratori fissi del 15% nel turismo.

Tab. 7. *Variazioni percentuali 2003/2002 dell'occupazione fissa*

Occupazione fissa	Industria	Costruzioni	ICT	Artigianato		Turism o	Commercio
				Prod	Serv		
Area Brindisi	10,8	-2,2	-12,5	-1,5	-0,4	0	-2
Regione Puglia	-6,7	-4,3	-4,2	-12,9	4,7	-0,2	-1
Occupazione fissa	Industria	Costruzioni	ICT	Artigianato		Turism o	Commercio
Area Brindisi	0	-1	2	-3	-7	15	1
Regione Puglia	-2	1	0	-1	2	2	1

Fonte: Osservatorio Regionale Banche-Imprese di Economia e Finanza.

Nel corso degli ultimi anni il ricorso all'occupazione atipica è stato effettuato con maggiore intensità dall'industria manifatturiera, dall'artigianato dei servizi e dal commercio. Dal confronto degli anni 2001/2002 si notava una crescita eccezionale del ricorso all'occupazione atipica nel settore dell'industria con una variazione positiva del 192% (spiegabile comunque con valori ridotti in termini assoluti), a fronte del già considerevole 31% registrato a livello regionale, dovuta al comparto "alimentare e tabacco". Anche i settori ICT e Artigianato dei servizi mostravano aumenti considerevoli (31% contro il 10% regionale e 17% contro 6% rispettivamente), mentre l'occupazione atipica nel settore del turismo e dell'artigianato manifatturiero evidenziava variazioni minori di quelle pugliesi.

Tab. 8. *Variazioni percentuali dell'occupazione atipica*

Occupazione atipica Anni 2002/2001	Industria	Costruz	ICT	Artigianato		Turismo	Commercio
				Prod	Serv		
Area Brindisi	192	0	31	2	17	2	0
Regione Puglia	31	29	10	26	6	14	2
Occupazione atipica Anni 2003/2002	Industria	Costruz	ICT	Artigianato		Turismo	Commercio
				Prod	Serv		
Area Brindisi	17,8	0	0	0	13,9	62,5	50
Regione Puglia	8,3	9	9,8	9,4	-0,1	-1,5	16,9

Fonte: Osservatorio Regionale Banche-Imprese di Economia e Finanza.

Nel 2003 continuava la crescita del ricorso ai lavoratori atipici nel settore dell'industria (+17,8% rispetto all'anno precedente), superiore al rispettivo valore regionale (+8,3%). Valori positivi si registravano anche nei settori del turismo e del commercio cresciuti, rispettivamente, del 62,5% e 50%, in misura di gran lunga maggiore all'andamento regionale. Nel settore dell'artigianato manifatturiero la variazione era nulla (a fronte di un +9,4% regionale), mentre il comparto dell'artigianato dei servizi continuava ad avere un trend di crescita (+13,9%). La componente atipica risultava particolarmente determinante in quei settori, come l'ICT, caratterizzati dalla presenza di profili professionali a maggiore contenuto innovativo rispetto ai quali il ricorso a più elevati livelli di flessibilità e di differenziazione delle modalità di erogazione delle prestazioni lavorative risponde a specifiche caratteristiche del mercato, oltre che alle stesse esigenze manifestate sul fronte dell'offerta di lavoro. Nel complesso, quindi, si evidenzia negli ultimi anni il contributo determinante alla crescita complessiva dell'occupazione da parte della componente atipica che appare destinata a rivestire una sempre maggiore incidenza nei vari settori economici locali, anche in considerazione della persistenza del clima di incertezza a livello nazionale e internazionale e delle conseguenti ripercussioni che tale aspetto sembra produrre in particolare sull'occupazione stabile. Le previsioni Excelsior di assunzione da parte delle imprese locali per il 2007 indicano una domanda che proviene soprattutto dal settore manifatturiero nel suo complesso (32%), dal settore dei trasporti, credito-assicurazioni e servizi alle imprese (circa il 20%), il settore del commercio al dettaglio e all'ingrosso e riparazioni (18%), il settore delle costruzioni (16%). Relativamente alle tipologie contrattuali, la preferenza va a contratti a tempo determinato per oltre il 50% delle assunzioni previste, il 38% a tempo indeterminato e il 10% per contratti di apprendistato. E' soprattutto il settore del commercio e quello dell'industria alimentare a privilegiare contratti a tempo determinato, mentre nelle costruzioni risulta elevata la scelta di contratti a tempo indeterminato, significativo anche il dato riferito al numero degli apprendisti.

Tab. 9. Previsioni di assunzione nella provincia di Brindisi per il 2007.

Assunti per Microsetto e per Territorio - BRINDISI , 2007	tipologie contrattuali				
	tempo indeterminato	tempo determinato	apprendisti	altri contratti	totale
Altre industrie (tessile-abbigliamento, mezzi di trasporto, altri prod.)	180	170	90	0	440
Industrie alimentari e delle bevande	50	320	30	0	400
Industrie dei metalli, chimica, materie plastiche, lavor.minerali, energia	170	240	40	30	480
Costruzioni	360	190	110	10	670
Commercio al dettaglio e all'ingrosso; riparazioni	250	480	10	30	770
Alberghi, ristoranti, servizi di ristorazione e servizi turistici	60	170	40	0	270
Trasporti, credito-assicurazioni, servizi alle imprese	400	370	10	40	820
Sanità, istruzione e altri servizi alle persone	80	120	80	10	290
Studi di consulenza amministrativa e legale, studi tecnici e studi medici	30	10	0	0	40
	1580	2070	410	120	4180

Fonte Excelsior

Solo il 14% delle assunzioni riguarda professioni non qualificate, mentre elevata è la richiesta di operai specializzati (23%), e di professioni qualificate nel settore del commercio e dei servizi (22%), il 20 % è riferito ad operai semiqualeficati, non trascurabile è la richiesta di tecnici.

Tab. 10. Assunzioni previste per profilo professionale

Profilo professionale	Dirigenti	Professioni intellettuali, scientifiche e di elevata specializzazione	Professioni tecniche	Impiegati	Professioni qualificate nelle attività commerciali e nei servizi	Operai specializzati	Condut. di impianti, operai semiqualeficati, add. a macchin. fissi e mobili	Professioni non qualificate
BRINDISI	0	90	490	280	930	960	820	600

Fonte Excelsior

### 3.2.3 - La struttura del reddito

I dati dell'Osservatorio regionale Banche e Imprese riferiti al 2004 indicano per la provincia di Brindisi un livello di reddito pro-capite stimato pari a 14.404 Euro, leggermente inferiore al valore regionale pari 14.484 Euro (tab.11). Rispetto al 2003, quando il reddito pro-capite era di 14.653 Euro, tale dato si traduce in un calo dell'1,7%, mentre il dato regionale mostra un aumento del 3%. Le stime riportate – disaggregate per singoli Comuni - differiscono, sia pure di poco, da quelle riportate nel Rapporto Brindisi 2006 della locale Camera di Commercio che invece per il 2004 ha stimato un reddito pro-capite di 14.299 euro per la provincia. Per il 2005, il dato del reddito pro-capite dell'Istat - Istituto Tagliacarne è stimato sensibilmente in crescita sia per la provincia che per la regione, rispettivamente di 15.970 euro, 15.988 per la Puglia, valori comunque inferiori rispetto al dato medio del Mezzogiorno (16.635 euro) e soprattutto a quello nazionale (24.152 euro).

Tab. 11. Popolazione residente e valore aggiunto prodotto a livello comunale, 2004

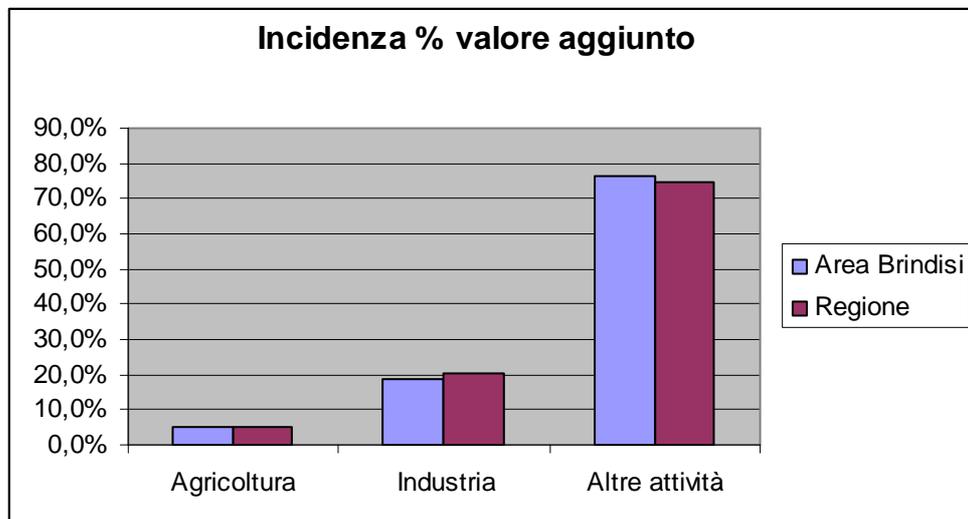
Comune	Pop. Tot. Residente a Iniz. Anno ('000)	valore aggiunto (milioni di euro)				Valore per abit. (euro)
		Agricoltura	Industria	Altre attività	Totale	
Brindisi	88,06	52,71	486,11	1.514,40	2.053,22	23.315
Carovigno	15,37	12,94	19,59	133,29	165,82	10.786
Ceglie Messapica	20,83	16,39	62,57	179,34	258,30	12.399
Cellino San marco	6,77	5,50	16,40	46,65	68,55	10.121
Cisternino	12,02	8,85	38,52	106,62	153,99	12.810

Erchie	8,75	10,35	11,85	60,09	82,29	9.409
Fasano	38,78	21,57	79,76	401,96	503,29	12.979
Francavilla Fontana	36,19	25,24	67,64	424,99	517,87	14.309
Latiano	15,29	11,19	19,49	101,76	132,44	8.680
Mesagne	27,26	21,26	35,80	254,40	311,45	11.427
Oria	15,15	11,39	25,56	130,05	167,00	11.020
Ostuni	32,72	24,56	76,18	419,99	520,73	15.917
San Donaci	7,10	5,82	17,24	51,48	74,54	10.504
San Michele Salentino	6,24	3,61	11,57	45,25	60,43	9.687
San Pancrazio Salentino	10,54	8,77	15,47	66,51	90,76	8.615
San Pietro Vernotico	14,81	9,82	25,25	155,41	190,48	12.864
San Vito dei Normanni	19,88	8,32	30,01	149,62	187,94	9.455
Torchiarolo	5,08	5,20	9,77	34,67	49,64	9.774
Torre Santa Susanna	10,52	13,31	16,96	79,24	109,51	10.405
Villa Castelli	8,64	5,81	13,28	43,88	62,97	7.284
<b>Totale Prov. Brindisi</b>	<b>399,96</b>	<b>282,60</b>	<b>1.079,00</b>	<b>4.399,60</b>	<b>5.761,20</b>	<b>14.404</b>
<b>Regione Puglia</b>	<b>4.046,44</b>	<b>2.874,10</b>	<b>11.910,40</b>	<b>43.825,60</b>	<b>58.610,10</b>	<b>14.484,00</b>

Fonte: Osservatorio Regionale Banche-Imprese di Economia e Finanza. Il sistema Puglia. Il prodotto interno lordo della Puglia 1995-2004, Ottobre 2005

I Comuni di Brindisi e di Ostuni hanno presentato per l'anno di rilevazione un livello di reddito per abitante superiore rispetto al valore totale dell'area (14.404) pari, rispettivamente, a 23.315 euro e a 15.917 euro, anche se più bassi dei rispettivi valori dell'anno precedente di 24.060 euro e 16.122 euro.

Graf.6. Distribuzione degli valore aggiunto per settori di attività economica,2004



Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati dall' Osservatorio Regionale Banche-Imprese di Economia e Finanza. Il sistema Puglia. Il prodotto interno lordo della Puglia 1995-2004, Ottobre 2005

La composizione settoriale indica come il 76,4% del valore aggiunto dell'area provinciale dipenda dal settore terziario, lievemente superiore al rispettivo valore regionale (74,8% del reddito totale), confermando il ruolo che l'economia dei servizi riveste all'interno dell'area. A livello comunale è da rilevare nel 2004 (tab.11) il maggior peso della città di Brindisi nella formazione del reddito della provincia, cui contribuisce per il 35,64% del totale (circa il 3,5% del valore regionale), seguito dal Comune di



Ostuni con il 9,04%. I due Comuni di Brindisi e Ostuni pertanto – i maggiori della provincia per volume di reddito prodotto - contribuiscono per il 44,68% alla formazione del valore aggiunto complessivo dell'area. Se al reddito di questi due Comuni si aggiungono quelli di Fasano e Francavilla Fontana - che arrivano a sfiorare il 9% ciascuno - l'incidenza percentuale del reddito prodotto da questi quattro Comuni, su quello totale dell'area, giunge a toccare quasi il 63%. Tale dato conferma il ruolo trainante del Capoluogo e dei Comuni più popolosi nell'economia dell'area provinciale e segnala una distribuzione territoriale del reddito non equilibrata, se è vero che i quattro centri che ospitano quasi il 49% dell'intera popolazione provinciale producono da soli quasi il 62,4% del reddito complessivo dell'intera area provinciale.

Per quanto riguarda il settore industriale, il reddito prodotto è circa il 18,7% del reddito totale della provincia, leggermente inferiore al dato di incidenza regionale (20,3%).

Da solo il Comune di Brindisi determina poco più del 45% del valore aggiunto complessivo industriale dell'area, pesando per circa il 4,08% sul corrispettivo valore regionale, a conferma del ruolo primario che il capoluogo riveste, grazie in particolare alla presenza delle grandi industrie chimiche, aeronautiche ed energetiche e alle piccole e medie imprese loro subfornitrici.

L'incidenza dell'agricoltura nella formazione del reddito complessivo dell'area è in linea con il valore regionale con una percentuale del 4,95%, il Comune di Brindisi contribuisce con circa il 18,65% del valore aggiunto del settore .

Anche i dati ISTAT del 2005 confermano il ruolo rilevante dei servizi nell'economia brindisina: il 75% del valore aggiunto deriva dai servizi, contro il 70,9% per l'Italia e il 76,1% per il Mezzogiorno.

Per il 2005, il peso dell'industria sul valore aggiunto stimato dall'Istituto G. Tagliacarne è del 20,36% per la provincia di Brindisi, del 20,7% per la Regione Puglia, del 19,93% per il Mezzogiorno e del 26,86% per l'Italia. Il valore aggiunto dell'agricoltura appare in calo<sup>12</sup>, con un valore di incidenza di solo un 4,1% nel brindisino e del 4,28% per la Regione, che comunque rappresentano valori superiori a quelli del Mezzogiorno (3,95%).

E' opportuno tuttavia sottolineare che una parte presumibilmente significativa del valore aggiunto prodotto dal settore terziario sia ascrivibile ad alcuni servizi (credito, trasporti, ricerca, libere professioni, etc.) trainati anche dalla domanda dei comparti dell'industria nell'insieme dei suoi quattro rami (estrattivo, manifatturiero, edile ed energetico). Inoltre, la rilevante massa salariale assicurata dalla stessa industria genera domanda per altri comparti, inclusi in quello dei servizi. Più in particolare, sono le grandi imprese chimiche, energetiche ed aeronautiche e le loro aziende di subfornitura - concentrate territorialmente nell'area del capoluogo - a costituire il bacino di utenza di maggiori dimensioni di numerosi servizi offerti dai settori prima richiamati (movimentazioni bancarie, trasporto da e per Brindisi di materie prime,

---

<sup>12</sup> In riferimento ai dati dell'Osservatorio Osservatorio Regionale Banche-Imprese di Economia e Finanza che per il 2004 indicano un valore del 4,9% in linea con il valore regionale.



semilavorati e beni finiti, progettazioni, assistenza fiscale e legale, ricerca scientifica, etc.).

Per quel che concerne il valore aggiunto per abitante delle province pugliesi, la tab. 12 mostra nel periodo considerato una generale tendenza al miglioramento, a parte i risultati non brillanti del 2004, tranne che per la provincia di Brindisi ed in leggera misura anche per la provincia di Lecce. Nel 1995 Brindisi aveva il più alto valore tra le province pugliesi, a distanza di 10 anni Bari e Taranto registrano valori superiori.

Tab. 12. Valore aggiunto pro capite nelle province pugliesi, 1995, 2000-2004

Provincia	1995	2000	2001	2002	2003	2004
Bari	68,0	69,7	70,6	71,9	71,9	70,7
Brindisi	70,8	67,0	66,2	68,1	69,0	68,9
Foggia	59,6	61,6	60,4	60,3	61,4	61,3
Lecce	58,1	58,6	59,8	63,0	61,0	60,7
Taranto	66,0	69,4	69,0	68,8	70,0	71,0
<b>Italia</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Istituto G. Tagliacarne, 2006.

### **3.2.4 Il sistema industriale della provincia: concentrazioni territoriali, settori trainanti, aziende leader e attività indotte. Una visione di sintesi.**

Nella provincia di Brindisi è soprattutto l'area del capoluogo - ed in particolare l'agglomerato territoriale di pertinenza del Consorzio SISRI - ad aver acquisito e consolidato dalla fine degli anni Cinquanta una spiccata specializzazione produttiva nell'industria, e segnatamente nella chimica di base, nell'aeronautica e nel settore energetico.

A tali settori e ai loro impianti - che assolvono funzioni trainanti per la crescita socioeconomica del territorio di insediamento, alimentando anche un vasto indotto - si è affiancato un nucleo di imprese operanti nel campo delle biotecnologie costituito da una industria farmaceutica leader di medie dimensioni, l'Aventis, controllata dalla multinazionale farmaceutica Sanofi, e da alcune piccole aziende specializzate in altre produzioni molto qualificate.

Inoltre, la costruzione prima e il mantenimento in esercizio poi degli stabilimenti di maggiori dimensioni facenti capo ai 3 maggiori comparti appena ricordati hanno reso necessaria la presenza e i servizi di un cospicuo gruppo di imprese edili, impiantistiche e di manutenzione, in buona misura facenti capo ad imprenditoria locale, ma anche esterna all'area - quest'ultima storicamente impegnata nei lavori edili e di montaggio di maggiori dimensioni - che, dopo aver concorso alla varie fasi di costruzione e messa in esercizio dei singoli impianti, sono ancora oggi impiegate in alcune loro manutenzioni ordinarie e straordinarie.

L'universo delle aziende di subfornitura, peraltro, è molto diversificato al suo interno per tipologie di produzioni di beni e servizi, parchi-macchine disponibili, committenza, fatturato, solidità patrimoniale, redditività, numero di addetti, disponibilità di uffici di progettazione e standing imprenditoriale dei titolari.



Tra le imprese operanti nell'indotto della chimica e dell'energia troviamo: imprese di coibentazione, imprese di verniciatura, imprese di costruzioni e montaggi, imprese meccaniche, imprese elettrostrumentali.

Il polo chimico costituisce un punto di forza del territorio e di tutta la chimica italiana. Inoltre, negli anni, a valle delle grandi aziende, si è radicata, in un'ottica di filiera, una presenza di imprese locali di minori dimensioni, peraltro potenziabili con ulteriori insediamenti. Ciò vale anche dopo i processi di ristrutturazione che lo hanno caratterizzato dalla fine degli anni '90 con la ricostruzione del cracking, l'ammodernamento di singoli impianti (Polimeri e Basell), riasseti societari e le dismissioni di EVC e DOW Poliuretani – , tuttora il settore ha un peso significativo nell'economia della provincia.

*Il "Programma di Intesa Istituzionale fra Regione Puglia, Provincia di Brindisi, Comune di Brindisi per l'ambiente, la ricerca e formazione e la logistica e per lo sviluppo economico della Provincia di Brindisi (13 marzo 2006)" riconosce tale ruolo e traccia le linee strategiche di sviluppo:*

*"l'industria chimica brindisina, concentrata essenzialmente nell'area del capoluogo, deve accelerare il processo di ristrutturazione e riorganizzazione dell'offerta in favore della chimica secondaria e/o trasformazione e di alta innovazione tecnologica, in linea con la politica industriale europea e nazionale. A tale riguardo, l'area della chimica brindisina deve puntare, oltre che al consolidamento ed allo sviluppo delle strutture produttive esistenti, ad una più stretta e proficua integrazione con le esigenze di innovazione del sistema industriale regionale con particolare riferimento alle produzioni agroalimentari, biotecnologiche, aeronautiche, cantieristico-navali, fortemente suscettibili di numerose integrazioni con la chimica secondaria, stimolando in tal modo la nascita di un tessuto di piccole imprese innovative che, proprio nella nuova offerta del polo chimico brindisino, possono individuare importanti stimoli al rafforzamento delle strategie di innovazione e di internazionalizzazione de prodotti/mercati."*

Le aziende più importanti sono:

- la Polimeri del gruppo Eni che ha una produzione di chimica di base di etilene (410 mila tons), di propilene (230 mila tons), di butadiene (145 mila tons) e di polietilene (400 mila tons) ed occupa 564 persone;
- la Basell facente capo alla Basell Italia, con le sue 400 mila tons di polipropilene e 139 dipendenti, è il più grande impianto in Italia e uno dei maggiori fra i 25 che producono polipropilene che la stessa Basell possiede in tutto il mondo. La società ha inaugurato nel sito di Brindisi alla fine di novembre del 2002 l'impianto che applica il processo produttivo "spherizone" che rappresenta un significativo passo avanti nella tecnologia di polimerizzazione, capace di ottenere caratteristiche qualitative ben al di sopra di quelle ottenute con qualunque altro processo di produzione di polipropilene. Il nuovo impianto è stato realizzato in due anni, coinvolgendo nella costruzione 13 imprese locali – cui sono state affidate commesse per un totale di 8 milioni di euro - e 1.000 addetti;



- la Chemgas con produzione di gas tecnici (ossigeno, azoto, etc.) al servizio degli impianti con 21 unità lavorative;

- la Exxon Mobil con 200 addetti produce 40 mila tonnellate all'anno di un film di polipropilene venduto sul mercato internazionale e in Italia. Lo stabilimento ha terminato la costruzione di un impianto capace di metallizzare la sottile pellicola di polipropilene. L'indotto è stimato in 40 unità. Questo stabilimento è uno dei tre della ExxonMobil in Europa. Gli altri due sono ubicati in Belgio e in Olanda.

Gli impianti della EVC per la produzione di pvc e quelli per la produzione di poliuretano della Dow Poliuretani del gruppo Dow Chemical sono stati dismessi.

E' interessante osservare che il monte salari erogato all'anno nel settore della chimica può essere valutato in 200 milioni di euro. Nell'ultimo decennio inoltre le aziende del settore coinsediate nel Petrolchimico hanno realizzato investimenti per circa 1 miliardo di euro per nuovi impianti e adeguamenti tecnologici. Le spese annuali delle grandi imprese del settore per manutenzioni e servizi sono stimabili in 100 milioni di euro, mentre quelle per la sicurezza e l'ambiente in oltre 30 milioni di euro.

Nel settore chimico pertanto l'area di Brindisi presenta – come si rileverà anche successivamente - un elevato indice di specializzazione pari a 5,723, così come nella zona si rileva una presenza significativa nell'industria per la fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche (indice di specializzazione pari a 2,266) e nella fabbricazione dei mezzi di trasporto con un indice pari a 1,928.

Il processo di globalizzazione dell'economia peraltro ha imposto alle imprese del settore il raggiungimento di economie di scala proporzionate al livello della competizione commerciale. Al fine di conseguire tali economie è risultato indispensabile razionalizzare i processi produttivi e reperire nuovi capitali per dare corso a significativi investimenti. Ciò spiega la tendenza all'accentramento produttivo in pochi grandi stabilimenti e alla concentrazione finanziaria, sotto la forma di joint venture, acquisizioni, fusioni ed altre operazioni societarie, alle quali non sono estranee le stesse compagnie petrolifere.

Quanto appena rilevato offre una chiave di lettura delle tendenze emerse nell'ultimo biennio all'interno del polo di Brindisi. Da un lato si è posto in essere l'azzeramento della produzione di PVC e di poliuretano con la chiusura, prima ricordata, dei relativi impianti, dall'altro si è assistito al forte incremento della produzione di polimeri.

#### - Il comparto aeronautico

Nell'area di Brindisi si è molto sviluppato negli ultimi trent'anni – ma vi era presente già dalla seconda metà degli anni Venti del Novecento - un polo aeronautico che presenta un trend di crescita del proprio mercato molto positivo, con livelli elevati di occupazione pari a circa 2.500 addetti. Per l'importanza delle aziende che vi sono in attività, per le loro specifiche produzioni di beni e servizi e per l'occupazione cui esse danno vita, il polo aeronautico di Brindisi è il 2° nel Mezzogiorno o alle spalle di quello dell'area di Napoli e uno dei cinque grandi poli del settore a livello nazionale con quelli di Napoli, Varese, Torino e Venezia. I suoi punti di forza sono rappresentati da un'antica



tradizione, da elevati livelli di professionalità del management, dei tecnici e delle maestranze che vi sono impiegati, dalla presenza di grandi aziende di rilievo anche internazionale come Avio, AugustaWestland e Officine Aeronavali, nonché dalla presenza di un indotto qualificato di piccole e medie imprese e di Centri di ricerca applicata, in grado di essere partners a supporto delle esigenze di innovazione tecnologica delle industrie operanti nel settore.

Nel comparto tre sono gli stabilimenti di maggiori dimensioni dell'area sono:

- Avio S.p.A – joint-venture Fondo Carlyle-Finmeccanica — con 806 addetti operante nelle produzioni e manutenzioni motoristiche;
- Agusta, attiva nel settore elicotteristico con poco più di 550 dipendenti e lavoratori interinali e facente parte del gruppo Agusta Westland, il secondo al mondo nel comparto, controllato dalla Finmeccanica,
- Officine aeronavali del gruppo Alenia Aeronautica, anch'essa controllata dalla Finmeccanica con 110 addetti (più 12 trasfertisti) operante nelle manutenzioni e revisioni di velivoli civili e militari.

Intorno a questi impianti gravita un indotto costituito da piccole aziende, e in qualche caso anche di medie dimensioni, in larga misura di imprenditori locali. Anche la Salver S.p.A. con 160 addetti, facente capo a imprenditori esterni all'area – il Gruppo Graziano - lavora per il comparto aeronautico, producendo e commercializzando componenti a tecnologia avanzata per grandi aziende italiane ed estere.

#### - Il settore energetico

Il settore energetico, come detto in precedenza, vede la presenza delle centrali dell'Enel, dell'Edipower e di Enipower.

L'Enel ha in esercizio il grande impianto termoelettrico di Cerano, sul litorale a sud del capoluogo, composto da 4 sezioni da 660 MW con una potenza complessiva di 2.640 megawatt che opera a ciclo combinato—consumo annuo di intorno a 6,5 milioni di tonnellate di carbone. L'impianto occupa 460 addetti e alimenta un indotto di circa 50 imprese, il 75% delle quali locali, con investimenti in manutenzioni che sono stati pari a 14 milioni di euro nel 2001, a 11,5 l'anno successivo e a 14,3 milioni nel 2003.

L'Edipower controllata dalla Edison ha acquisito l'impianto generatore di Costa Morena, che dispone di una potenza di 1280 MW e venne inserito nella seconda Genco messa in vendita con asta pubblica dall'Enel. Esso impiega 190 persone e ha riavviato l'esercizio di un primo gruppo a carbone dal 16 ottobre, dopo 7 mesi di inattività. Il piano industriale dell'Edipower prevede inoltre la trasformazione di un secondo gruppo da 430 MW a ciclo combinato a gas, con un investimento di oltre 250 mln di euro. In passato consumava quasi 2 milioni di tonnellate di carbone al anno.

L'Enipower del gruppo Eni con 118 addetti - disponendo di una centrale con gruppi alimentati ad olio combustibile a basso tenore di zolfo con potenza installata pari a 300 MW - con un investimento di circa 550 milioni di euro, ne ha completato la riconversione a turbogas con tre gruppi da 390 MW ciascuno, che hanno sostituito i



vecchi e determineranno un prevedibile risparmio sui costi energetici, di cui beneficeranno anche le imprese coinsediate. Con l'entrata in esercizio della nuova centrale, degli impianti originali sono rimasti in esercizio i soli generatori direttamente alimentati con vapore di recupero dall'adiacente impianto di "cracking" di altra società Eni e una caldaia come riserva fredda. La nuova centrale è composta da 3 cicli combinati di cui due raffreddati in ciclo chiuso con torri ibride ad acqua di mare: questi due gruppi sono stati avviati nel corso del 2005. Il rimanente gruppo di potenza raffreddato in ciclo aperto con acqua di mare è entrato in esercizio nel 2006.

A Brindisi è inoltre prevista la realizzazione del parco fotovoltaico, il più grande d'Europa (con potenza di 11 MWp), che dovrebbe entrare in funzione nel , sul sito dell'ex-polo petrolchimico. Il gruppo industriale Italgest incaricato della costruzione verrà affiancato dalle Università della Puglia. Per cominciare bisogna bonificare il terreno dell'ex polo petrolchimico.

#### - Il settore delle biotecnologie

A Brindisi il comparto delle biotecnologie presenta già alcune realtà aziendali di rilievo come ad esempio l'impianto industriale dell'Aventis (ex Lepetit) con 194 addetti che nel 2006 celebrerà i quarant'anni dalla sua entrata in esercizio e che è controllato dal gruppo farmaceutico multinazionale Sanofi.

Costruito nel 1966 dalla Aminova S.p.A. (joint venture fra la giapponese Kyowa e la svizzera Nestlé) per la fabbricazione di sodio glutammato, nel 1970 il sito viene acquisito dal gruppo Lepetit per la produzione di "materie prime farmacologicamente attive" tramite fermentazione. Nel corso degli anni lo stabilimento è stato oggetto di una serie di passaggi proprietari che si susseguono fino al 2001, data in cui viene rilevato dalla multinazionale farmaceutica Aventis, nata nel 1999 dalla fusione fra le grandi imprese chimiche Hoechst e Rhone Poulenc. Nell'anno 2004 poi l'intero gruppo Aventis è stato rilevato dall'altro grande gruppo internazionale SANOFI. La scelta della multinazionale francese di creare a Brindisi un centro di eccellenza nella produzione di principi attivi ad alto valore aggiunto, è stata motivata da molteplici fattori che rendono il territorio brindisino particolarmente indicato per investimenti nel campo chimico e delle life science (industria farmaceutica e delle biotecnologie). Lo stabilimento brindisino, assieme al sito produttivo di Garessio (CN), si è specializzato nella fabbricazione di intermedi e principi attivi (bulk) per applicazioni farmaceutiche. Nell'impianto di Brindisi le attività vengono condotte impiegando processi di fermentazione con ricorso crescente alle biotecnologie.

Un contributo fondamentale al processo produttivo di Aventis Bulk proviene dai suoi laboratori di Ricerca e Sviluppo (R&S) attivati a gennaio del 2001. La funzione R&S dello stabilimento brindisino, che conta circa 40 addetti, è concentrata in un "Centro Tecnologico". Le attività di laboratorio sono costantemente orientate al miglioramento dei processi di fermentazione, estrazione e purificazione (con un conseguente contenimento dei costi) e alla messa a punto di nuovi prodotti che sostituiscano quelli in declino. Le attività di ricerca e sviluppo infatti sono essenziali per competere sul



mercato dei principi attivi, costantemente sottoposto alla “obsolescenza” del prodotto ed esposto alla concorrenza dei produttori asiatici che beneficiano di minori costi e di normative meno restrittive nel campo della sicurezza e della qualità ambientale.

Brindisi presenta, dunque, consistenti vantaggi localizzativi per le imprese del settore biotecnologico, alcuni dei quali sono strettamente legati alla presenza in loco di un centro di eccellenza, come quello dell’Aventis, operante nel campo della scoperta, produzione e commercializzazione di nuovi principi attivi per via fermentativa, mentre altri sono riconducibili direttamente alle dotazioni infrastrutturali dell’area.

Il capoluogo messapico inoltre può contare, per lo sviluppo ulteriore del settore delle biotecnologie, sulla vicinanza ai tre centri universitari di Lecce e Bari (1° Università e Politecnico) e ai centri di ricerca concentrati nella Cittadella della Ricerca di Mesagne – vedi nel paragrafo successivo - fra i quali spicca il CETMA-Centro di progettazione, design e tecnologie dei materiali, di Mesagne, le cui ricerche su bio-materiali e materiali organici potrebbero interessare aziende del biotech.

Nell’area di Brindisi, oltre allo stabilimento dell’Aventis, operano altre aziende nel settore delle biotecnologie:

- la Polymekon S.r.l., una società che sviluppa polimeri per applicazioni nel settore medico e farmaceutico. L’azienda è stata fondata nel 2001 e attualmente si avvale della collaborazione di 24 addetti, 18 dei quali sono laureati tecnico-scientifici. Il fatturato è compreso fra 1 e 5 milioni di euro. I settori di applicazione sono: farmaceutica; chimica, chirurgia. Le principali attività per conto proprio riguardano: ricerca e sviluppo di nuovi prodotti; ricerca e sviluppo di nuovi processi; produzione; analisi e controlli, servizi.

- la Biomateriali s.r.l., insediata nell’area del Centro ricerche di Mesagne, che opera nel settore della produzione di protesi in nuovi materiali, lavorando in collaborazione con l’Università di Lecce e l’Istituto del Prof. Alfonso Maffezzoli il quale ha brevettato una molteplicità di ricerche in materia di apparecchiature e di protesi.

### **3.2.5 La struttura produttiva locale**

La provincia di Brindisi nel periodo 1995-2005 ha mostrato un andamento congiunturale non omogeneo per diverse attività. Come evidenziato nella tabella 13 il peso dell’agricoltura nella composizione del valore aggiunto si è dimezzato, mentre il peso dei servizi è cresciuto sensibilmente arrivando a costituire nel 2005 il 75,52% del valore complessivo, con un aumento rispetto al 1995 di 8,6 punti percentuali. L’importanza crescente dei servizi è da attribuire alla crescita delle attività terziarie, al turismo, ai trasporti e dal terziario avanzato. Nello stesso periodo l’industria nel suo complesso mostra una flessione di 4,5 punti percentuali nella formazione del valore aggiunto, il calo è dovuto soprattutto al settore manifatturiero (dal 19,3% al 14,17%), mentre il settore delle costruzioni ha sostanzialmente tenuto e anzi nell’ultimo biennio è andato crescendo.

Tab.13. Composizione percentuale del valore aggiunto per settori nella provincia di Brindisi (1995, 2000-2005)

	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Agricoltura	8,2	5,5	5,7	5,0	4,8	4,3	4,12
Manifatturiero	19,3	15,9	16,9	14,7	14,9	14,8	14,17
Costruzioni	5,6	5,1	4,5	5,0	4,8	5,4	6,18
Industria	25,0	21,1	21,4	19,7	19,7	20,2	20,36
Servizi	66,8	73,4	72,9	75,3	75,5	75,5	75,52
<b>Totale valore aggiunto</b>	<b>100,0</b>						

Fonte: Istituto G. Tagliacarne

Il confronto con i corrispondenti dati regionali riferiti al 2005 evidenzia valori sostanzialmente coerenti, gli scostamenti sono infatti minimi.

Tab.14. Composizione percentuale del valore aggiunto per settori Puglia, il Mezzogiorno e l'Italia -2005

	Puglia	Mezzogiorno	Italia
Agricoltura	4,28	3,95	2,26
Manifatturiero	14,15	13,25	20,83
Costruzioni	6,56	6,68	6,03
Industria	20,71	19,93	26,86
Servizi	75,01	76,12	70,88
<b>Totale valore aggiunto</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Istituto G. Tagliacarne

### 3.2.6 Gli indici di specializzazione

L'analisi degli indici di specializzazione<sup>13</sup>, condotta utilizzando i dati ISTAT dal Censimento industria e servizi 2001 (l'ultimo censimento condotto), conferma il quadro emerso dall'analisi della struttura economica e produttiva per quanto attiene i settori di punta che caratterizzano la provincia di Brindisi. I dati elaborati sono quelli desunti dalla rilevazione censuaria del 2001 che, nel frattempo, hanno subito alcune modificazioni quantitative nei singoli settori e nelle aree comunali cui si riferivano, anche se non tali da modificare sostanzialmente – almeno sinora – gli indici di specializzazione calcolati sulla base delle risultanze statistiche del censimento del 2001.

La tabella seguente riporta gli indici di specializzazione dell'area sottolineando, in ordine decrescente, quali comparti produttivi contribuiscono maggiormente alla specializzazione di un settore nel suo complesso.

Tab. 15. Graduatoria dei comparti produttivi secondo l'indice di specializzazione

Settori	Indici	Indici per sottosectori													
E= produzione e distribuzione di energia elettrica, acqua e gas	<b>2,192</b>														
D=settore manifatturiero	<b>0,945</b>	DG	DH	DM	DA	DL	DD	DJ	DB	DI	DF	DK	DN	DE	DC
		5,723	2,266	1,928	1,12	1,028	0,985	0,917	0,858	0,854	0,815	0,703	0,518	0,48	0,139
ICT	<b>0,928</b>	73	74	64.02.00	72										
		2,828	1,032	0,832	0,658										
J= attività finanziarie	<b>0,85</b>	67	65	66											
		1,134	0,96	0,534											
C=settore estrattivo	<b>0,759</b>														

Fonte: elaborazioni su dati ISTAT, Censimento industria e servizi 2001

<sup>13</sup> L'indice di specializzazione adottato si ottiene rapportando la quota di addetti relativa ad un dato settore calcolata a livello della singola partizione territoriale (il comune o l'accorpamento per Sistema Territoriale, a seconda del territorio da analizzare) alla medesima quota riferita all'intero territorio preso in esame (in questo caso la regione Puglia). La formula risulta quindi essere:

$$Q_{ps} = \frac{X_{ps}/X_p}{X_{.s}/X_{..}}$$

dove:

$X_{ps}$  è l'ammontare degli addetti nella partizione  $p$  e nel settore di attività economica  $s$ ,

$X_p$  è il totale degli addetti nella singola partizione  $p$ ,

$X_{.s}$  è il totale degli addetti del settore  $s$  e nell'intero territorio di riferimento,

$X_{..}$  è il totale complessivo degli addetti nell'intero territorio di riferimento.

Il quoziente di localizzazione, assunto come indice di specializzazione, è una misura relativa, tant'è che può assumere valori superiori o inferiori ad 1 e sempre positivi ed è legato anche alla numero di addetti del comune (o del Sistema Territoriale) rispetto agli addetti della regione. Per questo motivo possono riscontrarsi indici particolarmente elevati anche per comuni con popolazioni esigue. Essi possono derivare dalla presenza nel comune in questione di aziende, di relativa consistenza collocate in un contesto settoriale di limitate dimensioni a livello regionale.



L'area di Brindisi è fortemente specializzata nel settore della produzione e distribuzione di energia elettrica (codice E) dove l'indice di localizzazione delle imprese è il più alto a livello regionale (2,192), confermando in proposito la forte caratterizzazione di polo energetico regionale e nazionale grazie alla presenza delle tre centrali dell'Enel, dell'Edipower e dell'Enipower.

*Tab. 16. Indice di localizzazione per le imprese totali della sezione Produzione e distribuzione di energia elettrica, acqua e gas. Anno 2001. Raffronto sistemi territoriali*

<b>Sistemi territoriali</b>	<b>E</b>
<b>Area Brindisi</b>	<b>2,192</b>
Area Metropolitana di Bari	1,607
Area Tavoliere	1,166
Area Taranto	0,935

*Fonte: elaborazioni su dati ISTAT, Censimento industria e servizi 2001*

A livello disaggregato appare evidente una concentrazione delle imprese nel Comune capoluogo che presenta un picco, con un indice di localizzazione pari a 5,3 seguito dal Comune di Mesagne con un valore di 1,025.

Nel settore manifatturiero invece, l'area presenta complessivamente una specializzazione non particolarmente alta, con un indice di localizzazione delle imprese pari a 0,945, a cui contribuiscono maggiormente i Comuni di Brindisi, Torchiarolo, Cellino San Marco, Ceglie Messapica, San Donaci, Cisternino, e Oria che registrano valori superiori all'unità. Naturalmente la presenza nell'area industriale del capoluogo dei grandi impianti già ricordati del comparto chimico, di quello aeronautico e di quello energetico – che assumono particolare rilievo nei rispettivi settori a livello nazionale – sottolinea l'importanza dell'intero comparto industriale di Brindisi nel contesto regionale, meridionale e nazionale.

Si evidenzia inoltre, il peso ridotto che le imprese di piccolissima dimensione rivestono in tali attività produttive, a fronte di una più accentuata presenza di imprese più consolidate e strutturate sia a livello complessivo di area, sia a livello disaggregato comunale.

A fronte di una specializzazione non particolarmente alta del manifatturiero, si rilevano comunque - a conferma di quanto sottolineato in precedenza sui settori trainanti dell'industria locale - valori significativi in alcuni comparti come:

DG - fabbricazione di prodotti chimici e di fibre sintetiche e artificiali, indice pari a 5,723

DH - fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche, indice pari a 2,266

DM - fabbricazione di mezzi di trasporto, indice pari a 1,928

DA - industrie alimentari, delle bevande e del tabacco, indice pari a 1,120

DL - fabbricazione di macchine elettriche e di apparecchiature elettriche, elettroniche ed ottiche, indice pari a 1,028.

Il comparto più importante è, com'è noto, quello della fabbricazione di prodotti chimici e di fibre sintetiche e artificiali (DG) dove si registra il livello di specializzazione più alto di

tutta la Regione (5,723), seguito dall'area metropolitana di Bari con un valore pari a 1,600.

Tab. 17. Raffronto indici di localizzazione imprese totali e non artigiane del comparto DG - Anno 2001.

Comuni	Imprese totali	Imprese non artigiane
	DG	DG
<b>Area Brindisi</b>	<b>5,723</b>	<b>5,761</b>
<b>Brindisi</b>	<b>12,431</b>	<b>10,169</b>
Villa Castelli	1,800	3,082
Fasano	1,276	1,628
Mesagne	1,057	1,423
Ostuni	1,016	0,939

Fonte: elaborazioni su dati ISTAT, Censimento industria e servizi 2001

La maggiore specializzazione si concentra prevalentemente nel Comune di Brindisi che presenta un indice pari a 12,431 evidenziando un ruolo trainante per l'economia dell'area, seguito poi dai Comuni di Villa Castelli (1,8), Fasano (1,276), Mesagne (1,057) e Ostuni (1,016).

Nel comparto della fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche (codice DH) l'area è caratterizzata da una forte specializzazione con un indice pari a 2,266. Contribuiscono alla specializzazione dell'area le imprese localizzate nei Comuni di Ostuni, con un indice molto alto (9,435) – grazie alla presenza in essa del Gruppo Telcom - seguito da Erchie (4,397), Brindisi (2,977), Francavilla Fontana, Latiano e San Vito dei Normanni con valori superiori all'unità. Si evidenzia come in alcuni centri il peso della specializzazione produttiva dipenda in larga misura da imprese di piccole dimensioni, come nel caso di Latiano dove l'indice di localizzazione per le imprese non artigiane del settore è pari a zero.

Tab. 18. Raffronto indici di localizzazione imprese totali e non artigiane nel settore DH

Comuni	Imprese totali	Imprese non artigiane
	DH	DH
<b>Area Brindisi</b>	<b>2,266</b>	<b>2,269</b>
Ostuni	9,435	10,281
Erchie	4,397	4,672
Brindisi	2,977	2,418
Francavilla Fontana	1,491	2,223
Latiano	1,370	0,000
San Vito dei Normanni	1,146	1,685

Fonte: elaborazioni su dati ISTAT, Censimento industria e servizi 2001

La provincia di Brindisi presenta, nel suo complesso, una forte specializzazione nella fabbricazione di mezzi di trasporto (codice DM), con un indice pari a 1,928 che si attesta al secondo posto a livello regionale dopo l'area metropolitana di Bari (che presenta un indice pari a 2,774). Tale settore risulta concentrato nei Comune d



Brindisi, con un indice pari a 4,338, grazie alla presenza delle grandi imprese aeronautiche come AgustaWestland, Avio e Officine Aeronavali.

Tab. 19. Raffronto indici di localizzazione imprese totali e non artigiane nel settore DM

Comuni	Imprese totali	Imprese non artigiane
	DM	DM
<b>Area Brindisi</b>	<b>1,928</b>	<b>1,798</b>
Brindisi	4,338	3,283
Erchie	2,187	1,969

Fonte: elaborazioni su dati ISTAT, Censimento industria e servizi 2001

Il comparto delle industrie alimentari, delle bevande e del tabacco (codice DA) è fortemente specializzato (1,120) e diffuso capillarmente su tutto il territorio brindisino. Tutti i Comuni, infatti, hanno una forte specializzazione, ad eccezione di Brindisi e Cisternino, che presentano un indice di localizzazione delle imprese totali inferiore all'unità. I Comuni che contribuiscono maggiormente alla specializzazione dell'area brindisina sono: San Vito dei Normanni (indice pari a 4,001), seguito da Mesagne, Fasano, Carovigno, San Pietro Vernotico e San Michele Salentino con un indice superiore a due.

Tab. 20. Indici di localizzazione imprese totali nel settore DA

Comuni	DA
<b>Area Brindisi</b>	<b>1,120</b>
San Vito dei Normanni	4,001
Mesagne	2,768
Fasano	2,721
Carovigno	2,548
San Pietro Vernotico	2,223
San Michele Salentino	2,003
.....	.....

Fonte: elaborazioni su dati ISTAT, Censimento industria e servizi 2001

Da un esame dei restanti sottosistemi del manifatturiero, anche se non si registra una specializzazione globale dell'area, in quanto il valore complessivo è inferiore all'unità, si possono evidenziare alcune realtà di media specializzazione a livello comunale:

- nel comparto dell'industria/artigianato del legno e dei prodotti del legno (codice DD) le attività sono abbastanza diffuse a livello comunale dove spiccano i Comuni di Latiano (2,669), Erchie (2,487), Francavilla Fontana (2,452), Cellino San Marco (2,366), Oria (2,351), Carovigno (2,094) che presentano un indice superiore a 2.
- le industrie tessili e dell'abbigliamento (codice DB) sono maggiormente concentrate nei comuni di Ceglie Messapica (3,782), Cellino San Marco (3,210) e Cisternino (2,544), anche se colpite nell'ultimo biennio da pesanti processi di ristrutturazione selettiva.

- nel comparto della fabbricazione di prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi (DI) vi è un'elevata specializzazione nei Comuni di Oria e Villa Castelli che registrano indici pari, rispettivamente, a 5,599 e 5,489. Ad Oria infatti è insediata una delle maggiori imprese regionali produttrici di prefabbricati costituita dalla Prefabbricati Pugliesi. Il comparto è concentrato inoltre nei Comuni di Fasano, San Pancrazio Salentino, Carovigno, Mesagne, Latiano, Erchie, San Michele Salentino e San Vito dei Normanni.

- il comparto DF – fabbricazione di coke, raffinerie di petrolio, trattamento dei combustibili nucleari registra nel Comune di Brindisi un indice di 1,28.

Nelle restanti sezioni del settore manifatturiero si registrano indici di specializzazione non particolarmente elevati, anche se alcuni Comuni presentano valori più alti come Ostuni (1,237) e San Vito dei Normanni (1,127) nella fabbricazione di macchine ed apparecchi meccanici (sezione DK), nonché Latiano Carovigno, Oria e Fasano nel comparto dei prodotti a stampa e dell' editoria (sezione DE).

Per quanto concerne il settore dell'ICT, l'area di Brindisi presenta un livello di specializzazione inferiore all'unità (0,928), collocandosi al quinto posto a livello regionale dopo l'Area Metropolitana di Bari, l'Area Jonico – Salentina, l'Area di Taranto e l'Area del Tavoliere (tab.23).

Se si esaminano poi i singoli comparti del settore, emerge una elevata specializzazione nella "Ricerca e Sviluppo" (codice 73) con un indice pari a 2,828 ed in quello delle "attività di servizi alle imprese" (codice 74) con un indice pari a 1,032: un dato quest'ultimo che conferma quanto sottolineato in precedenza circa il ruolo assolto dai comparti industriali nella generazione di valore aggiunto in una branca molto qualificata delle attività terziarie. In particolare nel comparto della ricerca e sviluppo si registra una maggiore specializzazione nel Comune di Brindisi, con un indice pari a 5,406, seguito da Mesagne (1,086) – ove sono localizzate le aziende e i centri di ricerca presenti nel Parco tecnologico del PASTIS e riportati in precedenza che, insieme al Capoluogo, contribuisce alla qualificazione dell'area provinciale.

Tab. 21. Indici di localizzazione per le imprese totali del settore ICT e sue divisioni. Anno 2001.

Sistemi territoriali	ICT	72	73	74	64.2
Area Tavoliere	1,042	0,572	0,789	1,070	0,781
Area Nord – Barese	0,653	1,164	0,400	1,011	0,400
Area Metropolitana di Bari	1,605	1,360	1,243	0,920	1,642
Area della Murgia	0,625	1,799	0,477	0,934	0,182
Valle d'Itria	0,871	1,284	0,355	0,999	0,309
Area Taranto	1,065	0,688	0,343	1,046	1,091
<b>Area Brindisi</b>	<b>0,928</b>	<b>0,658</b>	<b>2,828</b>	<b>1,032</b>	<b>0,832</b>
Area Jonico – Salentina	1,186	0,637	0,997	1,046	1,065
Territorio Salentino Leccese	0,582	0,661	0,693	1,065	0,655
Area Sub Appennino Dauno	0,746	0,218	1,842	1,138	0,045
Sistema Gargano	0,750	0,600	0,401	1,088	0,403

Fonte: elaborazioni su dati ISTAT, Censimento industria e servizi 2001

Il comparto delle attività e servizi alle imprese presenta un indice complessivo pari a 1,032 risultando capillarmente diffuso in tutta l'area brindisina. Non si registrano picchi significativi a livello territoriale in quanto tutti i Comuni hanno un indice superiore ad uno ad eccezione di Latiano, Ostuni e San Donaci. Nei comparti dell'informatica e delle attività connesse (codice 72) e delle telecomunicazioni (codice 64.2) l'area presenta, nel suo complesso, un indice di localizzazione delle imprese inferiore a uno.

L'area di Brindisi inoltre non presenta un elevato livello di specializzazione nel settore delle attività finanziarie (codice J), confermato da un indice di specializzazione inferiore all'unità.

Dall'esame dei singoli comparti delle attività finanziarie emerge una maggiore specializzazione complessiva dell'area nelle "attività ausiliarie dell'intermediazione finanziaria e delle assicurazioni" (codice 67) dove si rileva un indice pari a 1,154. Le attività non sono concentrate in alcune aree, ma diffuse su tutto il territorio provinciale, ad eccezione dei comuni di Ceglie Messapica, Cellino San Marco, Oria, San Michele Salentino, San Pietro Vernotico che presentano un indice inferiore a uno.

Nel comparto dell'intermediazione monetaria e finanziaria (escluse le assicurazioni e i fondi pensione) – codice 65 – nel complesso l'area presenta una specializzazione non particolarmente elevata, con un valore di poco inferiore all'unità (0,960). Considerando le singole specializzazioni a livello comunale, si registrano valori lievemente più elevati nei Comuni di cui alla tabella seguente:

*Tab. 22. Indici di specializzazione nelle attività finanziarie per Comune*

<b>Comuni</b>	<b>65</b>
<b>Area Brindisi</b>	<b>0,960</b>
San Michele Salentino	1,201
Cellino San Marco	1,137
Oria	1,056
Torre Santa Susanna	1,034
Ceglie Messapica	1,014
San Pancrazio Salentino	1,011
San Pietro Vernotico	1,009
Carovigno	1,005

*Fonte: elaborazioni su dati ISTAT, Censimento industria e servizi 2001*

Infine, nel comparto delle assicurazioni e fondi pensione (escluse le assicurazioni sociali obbligatorie) – codice 66 – si registra una concentrazione delle attività nel comune di Francavilla Fontana con un indice di localizzazione pari a 1,981 risultando, nei restanti Comuni una totale assenza di tali attività finanziarie assicurative.

Anche nel settore estrattivo (C) l'area di Brindisi non presenta particolari specializzazioni; la maggiore concentrazione delle attività estrattive si trova nei comuni di Carovigno (indice pari a 4,382), Ostuni (2,276), Mesagne (2,243), Cisternino (1,273) e Fasano (1,251).

Secondo i dati Infocamere nel 2005 le imprese registrate, localizzate in provincia di Brindisi, erano 38.435, di cui 33.932 attive. Di queste, il 33,2% operano nel settore agricolo, caratterizzato dalla presenza di un gran numero di imprese di piccole dimensioni, il 30,3% nel commercio, il 10,4% nell'edilizia e l'8,9% nel manifatturiero. Per i comparti ricettivo e terziario avanzato l'incidenza sul totale è del 4,2%.

Tab. 23. La numerosità delle imprese in provincia di Brindisi, 2005

attività	Registrate	Attive	Iscritte	Cessate
Agricoltura, caccia e silvicoltura	11.401	11.250	471	514
Pesca, piscicoltura e servizi connessi	81	79	6	8
Estrazione di minerali	48	38	0	0
Attività manifatturiere	3.526	3.029	108	153
Prod. e distrib. Energia elettrica, gas e acqua	17	10	0	2
Costruzioni	4.057	3.531	279	240
Comm. Ingr. e dett. Rip beni personali e per la casa	11.192	10.272	574	603
Alberghi e ristoranti	1.615	1.423	111	98
Trasporti, magazzinaggio e comunicazione	992	858	45	44
Intermediazione monetaria e finanziaria	454	419	36	22
Attiv. Immob. , noleggio, informatica, ricerca	1.805	1.442	125	84
Istruzione	113	100	6	5
Sanità e altri servizi sociali	210	142	2	6
Altri servizi pubblici, sociali e personali	1.412	1.294	61	62
Servizi domestici presso famiglie e conv.	0	0	0	0
Imprese non classificate	1.512	45	868	17
<b>TOTALE</b>	<b>38.435</b>	<b>33.932</b>	<b>2.692</b>	<b>1.858</b>

Fonte: Infocamere.

### 3.3 L'innovazione

L'innovazione di processo, di prodotti e di organizzazione - elemento fondamentale per garantire alle imprese una posizione competitiva di vantaggio rispetto alle concorrenti in termini di quote di mercato<sup>14</sup> - ha registrato nel periodo 2000-2003, nell'area di Brindisi, una crescita delle imprese che avevano incrementato la spesa per

<sup>14</sup> Un'indagine di tipo qualitativo dell'Osservatorio Regionale Banche-Imprese di Economia e Finanza (Rapporto 2004) mostra un'opinione piuttosto discordante delle imprese sugli effetti che l'innovazione ha avuto sugli sviluppi aziendali. Nonostante circa il 35,7% delle imprese dichiarino un aumento della propria posizione competitiva, emerge una percentuale del 16% di aziende che ritengono di aver subito una perdita della quota di mercato a causa delle innovazioni intraprese. Simili considerazioni valgono per la relazione tra innovazioni e variazione di fatturato e produttività. Con riferimento al dato occupazionale si sottolinea che la crescita occupazionale riguarda principalmente le figure più qualificate.

introdurla. In particolare, è riscontrabile – secondo le rilevazioni dell'Osservatorio Banche-Imprese - un elevato tasso di innovazione tra le imprese dell'artigianato, dei servizi, mentre, al contrario, il settore del terziario avanzato e quello del turismo hanno evidenziato una propensione all'innovazione particolarmente bassa.

Il settore manifatturiero ha mostrato la sua vivacità grazie alle innovazioni di prodotto e di processo, mentre molte di meno sono state le imprese che hanno introdotto innovazioni di tipo non tecnologico. In questo settore, inoltre, è abbastanza frequente l'utilizzo di brevetti per proteggere le innovazioni; superiori alla media sono infatti, sia le imprese manifatturiere che innovano e depositano i brevetti per tutelarsi, sia le imprese manifatturiere che utilizzano brevetti altrui.

Uno dei limiti principali alla scelta di innovare è soprattutto la mancanza di fondi propri da destinare ad investimenti e la dalle difficoltà di accesso al mercato creditizio. In realtà, le imprese avrebbero la possibilità di accedere a diverse forme di supporto all'innovazione previste sia da leggi nazionali che regionali, rispetto alle quali però si lamenta un insufficiente livello di conoscenza.

Secondo il Programma operativo FESR 2007-2013 della Regione Puglia, il sistema produttivo della Regione è ancora caratterizzato da una bassa domanda di ricerca e innovazione, a causa soprattutto della piccola dimensione delle imprese e della scarsa presenza di settori manifatturieri dell'alta tecnologia. Un altro elemento di debolezza evidenziato è la mancanza di una strategia di governance del sistema innovativo in grado di identificare i settori prioritari su cui concentrare gli investimenti in ricerca, innovazione, creazione di nuove imprese e attrazione di imprese esterne.

A livello regionale, nel 2004, gli addetti in attività di R&S erano 9880, di cui 1193 impiegati nelle imprese, in calo rispetto all'anno precedente. Il dato rappresenta solo l'1,46% del totale nazionale degli addetti in attività innovative nelle imprese. La percentuale di addetti nelle Università era invece pari al 5,74% del totale. In ambito provinciale, gli addetti in R&S sono attribuibili per lo più ad imprese ed istituzioni pubbliche, per esempio la Cittadella della Ricerca e il Parco Scientifico e Tecnologico di PASTIS-CNRSM. La politica regionale volta a promuovere l'innovazione intende agire sulle cause che ostacolano lo sviluppo di attività di R&S, quali l'assenza di un polo universitario nella provincia di Brindisi e le difficoltà in cui si trovano ad operare le strutture menzionate. La nuova programmazione 2007-2013 del QCS stanziava importanti risorse per la ricerca ed innovazione (14.820 milioni di euro) e per un polo universitario (35.850 milioni di euro).

Tab. 24. Addetti alla R&S per settore istituzionale e regione e % sul totale nazionale

REGIONI	Istituzioni pubbliche	Università	Istituzioni private non profit	Imprese	Totale
ANNO 2002					
Puglia	1.388 3,53%	6.495 5,31%	563 9,88%	1.194 1,39%	9.640 3,81%
<b>Italia</b>	<b>39.343</b>	<b>122.358</b>	<b>5.696</b>	<b>85.687</b>	<b>253.084</b>

ANNO 2003					
Puglia	1.317 3,09%	6.725 5,57%	173 3,23%	1.217 1,50%	9.432 3,77%
<b>Italia</b>	<b>42.610</b>	<b>120.736</b>	<b>5.354</b>	<b>81.189</b>	<b>249.889</b>
ANNO 2004					
Puglia	1.386 3,15%	7.080 5,74%	221 3,46%	1.193 1,46%	9.880 3,87%
<b>Italia</b>	<b>44.061</b>	<b>123.266</b>	<b>6.386</b>	<b>81.822</b>	<b>255.535</b>

Fonte: Istat

La spesa regionale per l'innovazione è maggiormente concentrata nelle università, che nel periodo 2002-2004 hanno beneficiato di un incremento di spesa del 14,5%, anche le istituzioni private non profit e le imprese anche visto aumentare sostanzialmente le risorse a loro destinate. La Puglia contribuisce alla spesa nazionale in R&S in misura piuttosto ridotta con una quota pari al 2,64%.

Tab.25. Spesa per R&S intra-muros per settore istituzionale e regione - Anni 2002-2004 (valori in migliaia di euro)

REGIONI	Istituzioni pubbliche	Università	Istituzioni private non profit	Imprese	Totale
ANNO 2002					
Puglia	86.940 3,39%	205.262 4,28%	5.674 3,04%	72.149 1,02%	370.025 2,53%
<b>Italia</b>	<b>2.565.321</b>	<b>4.791.712</b>	<b>186.398</b>	<b>7.056.502</b>	<b>14.599.933</b>
ANNO 2003					
Puglia	62.385 2,42%	210.387 4,21%	3.860 1,86%	88.890 1,27%	365.522 2,47%
<b>Italia</b>	<b>2.582.142</b>	<b>4.999.720</b>	<b>207.817</b>	<b>6.979.177</b>	<b>14.768.856</b>
ANNO 2004					
Puglia	63.122 2,32%	235.197 4,70%	8.134 3,50%	96.796 1,33%	403.249 2,64%
<b>Italia</b>	<b>2.721.631</b>	<b>5.004.511</b>	<b>232.706</b>	<b>7.292.850</b>	<b>15.251.698</b>
<b>2004/2002</b>					
<b>Puglia</b>	<b>-27,40%</b>	<b>14,58%</b>	<b>43,36%</b>	<b>34,16%</b>	<b>8,98%</b>
<b>2004/2002 Italia</b>	<b>-31,57%</b>	<b>9,71%</b>	<b>14,83%</b>	<b>29,81%</b>	<b>4,32%</b>

Fonte: Istat

A partire dal 2000, sono stati realizzati vari interventi nell'ambito della Società dell'informazione, sostenuti da finanziamenti pubblici, regionali, nazionali ed europei volti al conseguimento dei seguenti obiettivi programmatici:

- Infrastruttura di comunicazione a banda larga (collegamento di tutte le amministrazioni locali alla rete regionale RUPAR);



- Sistema federato di eGovernment;
- Innovazione digitale del sistema economico e produttivo.

### **3.3.1 Il comprensorio di Brindisi della ricerca ed innovazione tecnologica**

Nella provincia un fondamentale punto di forza per la sua crescita economica è costituito dalla presenza di strutture di ricerca universitaria e non, come la Cittadella della Ricerca di Mesagne, a pochi chilometri dal capoluogo - ove continuano ad operare molte aziende - e il CIASU di Fasano, che sono in grado di favorire l'incontro tra domanda e offerta di ricerca scientifica e di innovazione. L'attuale situazione delle presenze nel comprensorio della ricerca e dell'innovazione tecnologica di Brindisi – Mesagne è così sintetizzabile, a seconda della tipologia di attività svolte:

Ricerca privata: Cetma, Optel, Italcementi, Isbem,

Ricerca pubblica: Enea, Cedad (Unile), Ifc-Cnr, Unipi,

Innovazione:

Settore ITC - GRUPPO TERIN

Settore chimico/biologico (Polymekon, Biomateriali, Probios, Eurolab)

Formazione: (Universus, Assiform, Enaip, Movis, Unile)

Un'altra struttura significativa del sistema locale della ricerca è il laboratorio di Enel ricerche, insediato in prossimità della centrale di Cerano, ove si sta studiando la possibilità di utilizzare la Co<sub>2</sub> per accelerare lo sviluppo di microalghe che riutilizzano attraverso la fotosintesi clorofilliana. Queste stesse microalghe possono poi essere utilizzate per ricavarne composti chimici pregiati, quanto per ottenere combustibili ecologici. Nel campo della ricerca applicata al settore industriale è da menzionare in particolare il già citato CETMA – Centro di progettazione, design e tecnologie dei materiali, con le sue ricerche portate innanzi, fra gli altri campi, anche in quelli dell'ingegneria medica e della chirurgia. Si tratta di un centro consortile di ricerca applicata ed ingegneria industriale avanzata, localizzato da dieci anni nell'area di Brindisi. Il Consorzio è nato nel 1994, presso il Parco Tecnologico "Cittadella della Ricerca" di Brindisi, come spin-off di un progetto dell'Enea, ed è un soggetto di diritto privato che vanta nella sua compagine sociale Enti pubblici, aziende private ed Università. Le sue specifiche competenze riguardano tecnologie pervasive come ingegneria dei materiali; ingegneria informatica e design industriale.

### **3.4 L'evoluzione del commercio estero**

Nel triennio 2004-2006, sul fronte delle esportazioni l'area di Brindisi ha registrato andamenti positivi che hanno collocato l'area al terzo posto tra le province pugliesi dopo Bari e Taranto. La provincia di Brindisi è leader nell'esportazione di prodotti energetici, chimici e di materie plastiche. Nel 2005 le importazioni sono aumentate del 6,2% mentre le esportazioni sono cresciute dell'8,6%. Le variazioni maggiori sono ascrivibili al settore del terziario avanzato, altri servizi pubblici ed altro, mentre si

conferma il tradizionale forte peso, sia per l'import che per l'export, del settore manifatturiero.

Tab. 26. Composizione settoriale e variazione percentuale rispetto al 2004 delle esportazioni della provincia di Brindisi nel 2005

	2005 (euro)		Composizione %		Variazione %	
	import	export	import	export	import	export
Agricoltura, caccia, silvicoltura	15035.738	11.914.470	1,3	1,5	-19,2	1,7
Pesca	10.755.853	1.981.068	1,0	0,3	-7,5	20,6
Minerali	374.716.679	91.941	33,6	0,0	5,5	47,0
Manifatturiero	714.674.797	764.690.306	64,0	98,1	7,4	8,7
Terziario avanzato	30.488	1.386	0,0	0,0	174,9	-84,9
Altri servizi pubblici	13.868	11.385	0,0	0,0	496,2	106,6
Altro	978.812	734.536	0,1	0,1	1961,2	-24,9
<b>Totale</b>	<b>1.116.206.235</b>	<b>779.425.092</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>6,2</b>	<b>8,6</b>

Fonte: Elaborazione Istituto G. Tagliacarne su dati Istat

Si rileva un significativo deficit della bilancia commerciale nella provincia di Brindisi, con un tasso di copertura (rapporto tra esportazioni e importazioni) decisamente sotto il valore regionale (97,2%) che colloca la provincia all'ultimo posto tra quelle pugliesi. Il tasso di apertura (somma delle importazioni e delle esportazioni sul valor aggiunto totale, %) mostra invece un forte incremento tra il 1995 e il 2004, rimanendo comunque al di sotto del livello nazionale.

Tab. 27. Tasso di copertura a apertura nelle province pugliesi, in Puglia ed in Italia nel 1995 e nel 2005 o 2004

	Copertura		Apertura	
	1995	2005	1995	2004
Bari	214,8	118,6	18,7	24,2
Brindisi	74,9	69,8	17,3	30,2
Foggia	106,7	87,9	8,9	8,0
Lecce	255,9	141,5	14,0	10,5
Taranto	95,2	81,2	41,5	36,7
<i>Puglia</i>	<i>143,6</i>	<i>97,2</i>	<i>19,5</i>	<i>21,7</i>
<b>Italia</b>	<b>113,6</b>	<b>96,7</b>	<b>46,6</b>	<b>45,1</b>

Fonte: Elaborazione Istituto G. Tagliacarne su dati Istat

### 3.4.1 - Dinamiche dell'export dei settori industriali trainanti dell'area di Brindisi

La propensione per il commercio estero nelle province pugliesi ha evidenziato vari cambiamenti nel periodo tra il 1995 e il 2004. La provincia di Brindisi in particolare ha registrato un incremento significativo.

Tab. 28. Propensione all'export e import nelle province pugliesi, in Puglia ed in Italia nel 1995 e nel 2004

	Export		Import	
	1995	2004	1995	2004
Bari	12,7	13,0	5,9	11,2
Brindisi	7,4	12,3	9,9	17,9
Foggia	4,6	3,7	4,3	4,3
Lecce	10,1	6,4	3,9	4,2
Taranto	20,3	17,8	21,3	18,8
Puglia	11,5	11,0	8,0	10,7
<b>Italia</b>	<b>22,7</b>	<b>22,5</b>	<b>20,0</b>	<b>22,6</b>

Fonte: Elaborazione Istituto G. Tagliacarne su dati Istat

Le imprese locali del comparto meccanico hanno registrato un andamento produttivo più favorevole rispetto alla media pugliese e volumi di esportazioni che hanno costantemente superato quelli delle importazioni. Le imprese dell'industria meccanica, infatti – in particolare una aeronautica di grandi dimensioni come l' Agusta Westland, ed una di minori dimensioni dello stesso settore come le Officine Aeronavali, ma anche altre più piccole del medesimo comparto - hanno ottenuto complessivamente una buona performance in termini di ordinativi, fatturato, produzione, esportazione, occupazione fissa e atipica<sup>3</sup>, mentre l'altra grande industria aeronautica locale, la Avio – dopo la sua cessione da parte della Fiat alla joint-venture fra il fondo di investimento statunitense Carlyle e la Finmeccanica – ha conosciuto un periodo prolungato di cassa integrazione ordinaria per carenza di commesse. La posizione internazionale delle imprese meccaniche dell'area, pertanto, ha attraversato un momento favorevole, grazie soprattutto alle vendite all'estero dell'AgustaWestland e a quelle di minori dimensioni di imprese come ad esempio la Leucci Industriale che produce, fra l'altro, pali in acciaio per torri eoliche acquistate dalla società danese Vestas. Per quanto attiene, invece, alle esportazioni del comparto dei prodotti chimici e degli articoli in gomma e delle materie plastiche (vedi Tab. 16 e Tab. 17), si è evidenziato nel periodo 2004-2006 un andamento complessivamente positivo – grazie ad una crescente propensione delle imprese di maggiori dimensioni (Polimeri, Basell, Exxon Mobil e Telcom) a proiettarsi sui mercati internazionali, e grazie anche ai continui miglioramenti

<sup>3</sup> Per maggiori approfondimenti sull'andamento congiunturale dei principali settori dell'economia dell'area di Brindisi si rimanda all'Osservatorio Regionale Banche-Imprese di Economia e Finanza. *Il sistema Puglia. Il prodotto loro, l'occupazione*, i settori. Rapporti annuali 2003-2004.



tecnologici apportati ai loro impianti che ne hanno reso più competitive le relative produzioni. I valori totali dell'import-export della provincia di Brindisi per il periodo '04/'06 evidenziano, comunque, una bilancia commerciale costantemente in negativo a causa delle importazioni di minerali energetici e di prodotti petroliferi raffinati, utilizzati dalle industrie elettriche e chimiche insediate nella zona. L'area di Brindisi, perciò, si è confermata, nel corso degli ultimi anni, uno dei porti di sbarco di maggiore rilevanza nell'intero bacino adriatico di minerali energetici e prodotti petroliferi destinati ad alimentare i grandi impianti elettrici e chimici localizzati nella sua zona industriale.

*Tab. 29. Importazioni/esportazioni della Provincia di Brindisi e della Puglia 2000/2006*

<b>IMPORTAZIONI</b>	<b>2000</b>	<b>2002</b>	<b>2004</b>	<b>2006</b>
<b>BRINDISI</b>	775.285.000	810.128.839	1.049.177.000	1.096.765.861
<b>PUGLIA</b>	4.779.307.586	4.895.838.243	6.177.478.000	7.445.701.055

<b>ESPORTAZIONI</b>	<b>2000</b>	<b>2002</b>	<b>2004</b>	<b>2006</b>
<b>BRINDISI</b>	614.850.000	586.192.334	715.067.000	844.722.005
<b>PUGLIA</b>	5.928.892.561	5.828.635.760	6.373.430.000	6.670.644.879

Fonte: elaborazioni Unioncamere su dati ISTAT

Tab. 30 Interscambio con l'estero della Provincia di Brindisi – Anni 2004-2006

MERCE	2004					2005					2006 provvisorio				
	import	V.a. %	export	V.a. %	Saldo normal.	import	V.a. %	export	V.a. %	Saldo normal.	import	V.a. %	export	V.a. %	Saldo normal.
A-Prodotti dell'agricoltura, della caccia e silvicoltura	18.598.038	1,77%	11.719.522	1,63%	-0,23	15.090.561	1,33%	12.309.396	1,55%	-0,10	12.867.410	1,05%	8.434.364	1,00%	-0,21
B-Prodotti della pesca e della piscicoltura	11.631.181	1,11%	1.642.074	0,23%	-0,75	10.806.800	0,95%	1.910.874	0,24%	-0,70	13.470.163	1,10%	2.087.533	0,25%	-0,73
C-Minerali energetici e non energetici	355.183.065	33,79%	62.559	0,01%	-1,00	374.713.573	33,10%	149.403	0,02%	-1,00	333.064.515	27,17%	227.725	0,03%	-1,00
DA-Prodotti alimentari, bevande e tabacco	72.627.634	6,91%	53.102.977	7,40%	-0,16	115.487.736	10,20%	88.500.257	11,15%	-0,13	99.159.824	8,09%	57.763.429	6,84%	-0,26
DB-Prodotti delle industrie tessili e dall'abbigliamento	3.791.792	0,36%	7.838.647	1,09%	0,35	3.133.840	0,28%	9.549.148	1,20%	0,51	5.608.725	0,46%	10.844.549	1,28%	0,32
DC-Cuoio e prodotti in cuoio, pelle e similari	7.436.873	0,71%	13.694.868	1,91%	0,30	7.425.716	0,66%	15.409.015	1,94%	0,35	8.320.125	0,68%	17.944.429	2,12%	0,37
DD-Legno e prodotti in legno	3.774.056	0,36%	144.208	0,02%	-0,93	4.375.341	0,39%	385.880	0,05%	-0,84	5.584.990	0,46%	927.224	0,11%	-0,72
DE-Pasta da carta, carta e prodotti di carta; prodotti dell'editoria e della stampa	361.249	0,03%	1.917.301	0,27%	0,68	2.627.835	0,23%	2.319.126	0,29%	-0,06	711.122	0,06%	2.337.180	0,28%	0,53
DF-Coke, prodotti petroliferi raffinati e combustibili nucleari	308.206.641	29,32%	31.695.648	4,41%	-0,81	370.584.337	32,73%	32.877.085	4,14%	-0,84	469.343.032	38,28%	74.424.114	8,81%	-0,73
DG-Prodotti chimici e fibre sintetiche e artificiali	63.536.167	6,04%	245.620.754	34,21%	0,59	56.242.797	4,97%	301.296.401	37,96%	0,69	91.581.314	7,47%	343.894.533	40,71%	0,58
DH-Articoli in gomma e materie plastiche	49.815.887	4,74%	127.776.007	17,80%	0,44	45.162.191	3,99%	137.627.955	17,34%	0,51	45.987.415	3,75%	142.209.255	16,84%	0,51
DI-Prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi	6.993.796	0,67%	4.838.396	0,67%	-0,18	5.132.139	0,45%	4.884.950	0,62%	-0,02	6.318.855	0,52%	4.286.592	0,51%	-0,19
DJ-Metalli e prodotti in metallo	18.048.481	1,72%	10.570.053	1,47%	-0,26	16.100.799	1,42%	7.430.414	0,94%	-0,37	21.537.695	1,76%	19.762.124	2,34%	-0,04
DK-Macchine ed apparecchi meccanici	48.786.825	4,64%	59.833.447	8,33%	0,10	45.566.153	4,02%	64.746.130	8,16%	0,17	32.509.147	2,65%	52.009.104	6,16%	0,23
DL-Macchine elettriche ed apparecchiature elettriche, elettroniche ed ottiche	17.525.488	1,67%	33.461.969	4,66%	0,31	16.090.954	1,42%	30.486.731	3,84%	0,31	16.378.169	1,34%	30.253.005	3,58%	0,30
DM-Mezzi di trasporto	62.629.492	5,96%	108.807.276	15,16%	0,27	38.565.136	3,41%	78.866.332	9,94%	0,34	58.794.715	4,80%	71.869.193	8,51%	0,10
DN-Altri prodotti delle industrie manifatturiere	2.112.906	0,20%	4.220.877	0,59%	0,33	4.089.084	0,36%	4.441.509	0,56%	0,04	4.311.194	0,35%	4.780.590	0,57%	0,05
K-Prodotti delle attività informatiche, professionali ed imprenditoriali	11.090	0,00%	9.161	0,00%	-0,10	30.494	0,00%	1.386	0,00%	-0,91	186.142	0,02%	0	0,00%	-1,00
O-Prodotti di altri servizi pubblici, sociali e personali	2.326	0,00%	5.511	0,00%	0,41	13.868	0,00%	11.385	0,00%	-0,10	16.634	0,00%	0	0,00%	-1,00
R-Merci dichiarate come provviste di bordo, merci nazionali di ritorno e respinte, merci varie	47.488	0,00%	978.410	0,14%	0,91	970.265	0,09%	569.478	0,07%	-0,26	234.401	0,02%	667.062	0,08%	0,48
<b>TOTALE provincia di BRINDISI</b>	<b>1.051.120.475</b>	<b>100,00%</b>	<b>717.939.665</b>	<b>100,00%</b>	<b>-0,19</b>	<b>1.132.209.619</b>	<b>100,00%</b>	<b>793.772.855</b>	<b>100,00%</b>	<b>-0,18</b>	<b>1.225.985.587</b>	<b>100,00%</b>	<b>844.722.005</b>	<b>100,00%</b>	<b>-0,18</b>
<b>TOTALE regione PUGLIA</b>	<b>6.220.890.089</b>	<b>16,90%</b>	<b>6.420.446.214</b>	<b>11,18%</b>	<b>0,02</b>	<b>6.966.487.812</b>	<b>16,25%</b>	<b>6.780.961.858</b>	<b>11,71%</b>	<b>-0,01</b>	<b>7.445.701.055</b>	<b>16,47%</b>	<b>6.670.644.879</b>	<b>12,66%</b>	<b>-0,05</b>

Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati ISTAT

Tab. 31. Importazioni/Esportazioni delle province pugliesi per macrosettore. Anno 2006 (in euro). Valori assoluti e composizione percentuale sul totale export provinciale

**Importazioni**

	Agricoltura e pesca		Alimentare		Sistema moda		Legno/carta		Chimica gomma plastica		Metalmeccanico*		Altro industria		TOTALE
<b>Foggia</b>	58.161.759	27,7%	31.622.997	15,0%	15.310.541	7,3%	13.493.025	6,4%	64.193.604	30,5%	297.551.303	58,6%	27.428.240	13,0%	210.210.166
<b>Bari</b>	302.835.456	14,7%	403.110.714	19,5%	355.201.376	17,2%	66.382.898	3,2%	805.171.277	39,0%	567.849.970	21,6%	133.869.016	6,5%	2.066.570.737
<b>Taranto</b>	6.201.250	0,4%	28.385.767	1,7%	53.359.914	3,1%	12.482.157	0,7%	228.208.076	13,3%	971.102.842	36,2%	1.381.759.459	80,8%	1.710.396.623
<b>Brindisi</b>	26.337.573	2,4%	99.159.824	9,0%	13.928.850	1,3%	6.296.112	0,6%	606.911.761	55,3%	129.219.726	10,5%	344.131.741	31,4%	1.096.765.861
<b>Lecce</b>	20.596.968	6,8%	47.331.802	15,7%	198.149.152	65,8%	11.583.413	3,8%	14.237.780	4,7%	95.041.243	24,0%	9.093.469	3,0%	300.992.584
<b>Puglia</b>	414.133.006	5,6%	609.611.104	8,2%	635.949.833	8,5%	110.237.605	1,5%	1.718.722.498	23,1%	2.060.765.084	27,7%	1.896.281.925	25,5%	7.445.701.055
<b>Mezzo-giorno</b>	1.663.742.619	3,2%	2.558.399.777	5,0%	2.278.507.634	4,4%	931.809.013	1,8%	7.410.969.693	14,4%	11.193.810.905	21,7%	25.487.170.013	49,5%	51.524.409.654
<b>Italia</b>	9.688.877.542	2,8%	21.886.188.722	6,3%	24.649.199.362	7,1%	10.897.271.328	3,1%	58.148.645.242	16,7%	149.652.994.609	43,0%	73.425.307.214	21,1%	348.348.484.019

**Esportazioni**

	Agricoltura e pesca		Alimentare		Sistema moda		Legno/carta		Chimica gomma plastica		Metalmeccanico		Altro industria		TOTALE
<b>Foggia</b>	72.009.354	17,4%	71.803.310	17,3%	3.850.999	0,9%	6.286.446	1,5%	16.675.104	4,0%	227.605.181	55,0%	15.697.109	3,8%	413.927.503
<b>Bari</b>	338.786.494	11,9%	180.529.652	6,4%	458.757.119	16,2%	11.862.022	0,4%	435.002.301	15,3%	788.555.780	27,8%	626.284.929	22,1%	2.839.778.297
<b>Taranto</b>	15.850.906	0,8%	13.810.148	0,7%	41.556.577	2,1%	995.467	0,0%	109.311.131	5,4%	1.609.688.923	79,9%	224.094.402	11,1%	2.015.307.554
<b>Brindisi</b>	10.521.897	1,2%	57.763.429	6,8%	28.788.978	3,4%	3.264.404	0,4%	560.527.902	66,4%	173.893.426	20,6%	9.961.969	1,2%	844.722.005
<b>Lecce</b>	12.003.910	2,2%	25.228.029	4,5%	329.861.616	59,2%	6.311.592	1,1%	15.964.840	2,9%	137.952.918	24,8%	29.586.615	5,3%	556.909.520
<b>Puglia</b>	449.172.561	6,7%	349.134.568	5,2%	862.815.289	12,9%	28.719.931	0,4%	1.137.481.278	17,1%	2.937.696.228	44,0%	905.625.024	13,6%	6.670.644.879
<b>Mezzo-giorno</b>	1.165.148.733	3,2%	2.727.061.118	7,6%	2.902.059.529	8,1%	617.877.888	1,7%	12.328.317.752	34,2%	13.875.283.661	38,5%	2.432.484.710	6,7%	36.048.233.391
<b>Italia</b>	4.311.571.542	1,3%	17.672.065.899	5,4%	40.655.941.520	12,4%	8.124.490.015	2,5%	55.267.603.326	16,9%	168.468.510.389	51,5%	32.492.175.100	9,9%	326.992.357.791

Fonte: Elaborazioni su dati Istat

### 3.5 Processi di internazionalizzazione – delocalizzazione

Quando si parla di internazionalizzazione si fa riferimento al processo di radicamento delle aziende sui mercati esteri mediante lo sviluppo di partenariati commerciali con imprese estere, la delocalizzazione produttiva ed investimenti economici. Si tratta di un processo che va oltre il semplice export perché presuppone che le aziende abbiano strategie di mercato finalizzate a potenziare la posizione competitiva. Molte aziende decidono di intraprendere la strada della delocalizzazione produttiva, ossia dello spostamento di alcune fasi del processo produttivo all'estero molto spesso spinte da condizioni economiche vantaggiose come il basso costo della manodopera, incentivi, legislazione meno stringente. Il rischio più alto è la frammentazione delle imprese che viene superato se si riesce a garantire un buon livello di integrazione a livello aziendale; inoltre, al fine di migliorare la competitività la scelta più opportuna è quella di delocalizzare le attività a più basso valore aggiunto, lasciando invece in loco le fasi dei processi produttivi a più elevato valore aggiunto come la ricerca, la progettazione, la comunicazione e il marketing. L'internazionalizzazione delle imprese è positiva in quanto gli investimenti esteri consentono alle imprese di migliorare la posizione competitiva nel mercato sempre più globalizzato. Le strategie di internazionalizzazione denotano, inoltre, l'apertura e la flessibilità degli operatori locali propensi a cogliere le opportunità offerte da una sempre maggiore integrazione dei mercati mondiali. Sul tema dell'internazionalizzazione, il sistema territoriale di Brindisi si mostra in linea rispetto alla situazione rilevata a livello regionale per cui si riscontra nelle imprese la tendenza a delocalizzare le attività all'estero prevalentemente per le opportunità legate alla riduzione dei costi di manodopera. Un altro fattore ritenuto come decisivo nello spingere le imprese verso l'estero è dato dalle migliori opportunità offerte dal mercato finanziario. Si riscontra inoltre, una maggiore apertura all'internazionalizzazione prevalentemente nel settore manifatturiero rispetto al terziario avanzato, al commercio e turismo. Dal confronto con gli altri sistemi territoriali tuttavia emerge, nel 2003-2004, una minore propensione delle imprese manifatturiere dell'area di Brindisi a delocalizzare all'estero rispetto al resto della Regione.

Di seguito si presenta una tabella che mostra quali fasi del processo produttivo le imprese manifatturiere decidono di decentrare: l'intero ciclo di vita del processo produttivo; le fasi di produzione di componenti e parti staccate e le fasi di lavorazione elementare del processo produttivo. Da un confronto per sistemi territoriali della Puglia emerge una situazione di notevole eterogeneità.

*Tab. 32. Decentramento produttivo delle imprese pugliesi all'estero: le fasi della produzione/lavorazione decentrate (pesi percentuali sul totale imprese del settore industriale manifatturiero che delocalizzano all'estero).*

Sistemi territoriali	Lavorazioni elementari	Componenti e parti staccate	Prodotti finiti
Totale Puglia	26,4	39,6	41,7
Area Tavoliere	0,0	100,0	0,0

Area Nord Barese	0,0	24,0	6,0
Metropol. Di Bari	0,0	0,0	0,0
Area della Murgia	100,0	100,0	100,0
Valle d'Itria	0,0	0,0	0,0
Taranto	0,0	0,0	100,0
<b>Brindisi</b>	<b>0,0</b>	<b>100,0</b>	<b>0,0</b>
Area Jonico Salentina	0,0	0,0	100,0
Salentino Lecce	46,7	46,7	100,0

Fonte: Osservatorio Regionale Banche-Imprese di Economia e Finanza. - Il sistema Puglia. Il prodotto loro, l'occupazione, i settori. Rapporto annuale 2004

Nell'area di Brindisi, nel 2003-2004, è emersa una prevalenza di imprese che hanno delocalizzato solo le fasi del ciclo produttivo diretto alla produzione di componenti e parti staccate dei prodotti finiti. Ciò è da mettere in relazione sia alle caratteristiche dei comparti interessati, sia soprattutto alla volontà delle imprese locali di mantenere ben radicati i rapporti con il territorio, continuando a svolgere gran parte del ciclo di produzione all'interno dell'area.

Un ricerca più recente dell'Osservatorio Regionale Banche-Imprese di Economia e Finanza ha rilevato che le imprese della provincia di Brindisi che hanno realizzato strategie di delocalizzazione e outsourcing sono ancora poche, tuttavia una percentuale significativa di imprese considera molto importante l'adozione di tali strategie per lo sviluppo.

### 3.6 Il sistema degli insediamenti produttivi.

L'assetto industriale del sistema territoriale della provincia di Brindisi è ordinato da specifici strumenti urbanistici predisposti a cura:

del Consorzio SISRI di Brindisi (Consorzio per lo Sviluppo Industriale e per i Servizi Reali alle Imprese) che ha individuato gli agglomerati industriali ricadenti in bacini intercomunali, che si caratterizzano come Piani Tematici Industriali a livello sovracomunale;

delle singole Amministrazioni Comunali che delimitano le aree per insediamenti produttivi nell'ambito del proprio territorio, adottando il Piano per gli Insediamenti Produttivi (PIP), nel rispetto del Piano Urbanistico Generale (PUG).

#### 3.6.1 Il Consorzio ex ASI ora SISRI.

Il Consorzio ex Asi e ora SISRI di Brindisi ha sviluppato la propria attività consortile su diverse direttrici per garantire una gestione funzionale dei servizi industriali.

In qualità di Ente preposto allo sviluppo del territorio di competenza (la Provincia di Brindisi), il Consorzio ha provveduto in passato alla redazione del Piano regolatore territoriale, alla programmazione, esecuzione e gestione delle infrastrutture consortili a

servizio degli agglomerati industriali, nonché alla espropriazione dei suoli necessari per la realizzazione delle infrastrutture stesse e di quelli destinati alla localizzazione delle industrie.

Gli agglomerati che dipendono dal Consorzio sono:

Brindisi

Ostuni-nord

Ostuni-sud

Fasano-nord

Fasano-sud

Francavilla Fontana

Si ritiene opportuno offrire informazioni sulle dimensioni dei singoli agglomerati, sulle aree disponibili in essi per nuovi insediamenti e sui costi delle stesse, perché è fondato ritenere che l'insediamento del rigassificatore nell'area portuale di Brindisi possa contribuire in misura significativa a creare o a rafforzare le condizioni per la localizzazione 'a valle' dell'impianto di una 'filiera' di stabilimenti legati direttamente e indirettamente alla 'catena del freddo', non solo nelle zone immediatamente adiacenti il sito del suo insediamento, ma anche in altri agglomerati, soprattutto in quelli più infrastrutturati almeno con le opere primarie.

Tali stabilimenti potrebbero localizzarsi negli altri centri della provincia sia per lo svolgimento di attività di raccolta, stoccaggio e primo trattamento di derrate agricole, poi destinate alla surgelazione negli impianti insediati in prossimità del rigassificatore, e sia per la fornitura di tecnologie e servizi di varia tipologia connessi a tali attività.

#### **Agglomerato di Brindisi**

L'area è ubicata nel comune di Brindisi, centro a km 1, abitanti 88.933. Il principale centro urbano di riferimento è Bari a km 110, abitanti 316.278.

Altitudine media sul livello del mare (m): 12,00

Sismicità (classificazione ): Zona 4 (anno 2003) = Nulla (S=0)

#### Accessibilità

Porti : Brindisi (porto industriale e commerciale Costa Morena in agglomerato): pescaggio 14-18 m, servizio container, banchine commerciali e passeggeri.

Aeroporti : Brindisi a km 3 (voli giornalieri per Milano e Roma); Bari Palese a km 120.

Viabilità : Superstrade: Brindisi-Bari e Brindisi-Lecce (SS 613) a km 0,5; Brindisi-Taranto (SS 7) a km 3.

Ferrovie : Bologna-Bari-Lecce a km 1,5.

#### **Agglomerato di Fasano Nord**

L'area è ubicata nel comune di Fasano in località Pezze di Greco.

#### Accessibilità

Porti : Brindisi a km 50. Si tratta del porto industriale e commerciale Costa Morena che consente: pescaggio 14-18 m., servizio container, banchine commerciali e passeggeri.

Aeroporti: Brindisi a km 45.

Viabilità : La zona industriale è a 0,5 Km dalla SS 16 e a 5 km dalla SS 379

Ferrovie: la zona è a 3 Km dal nodo ferroviario.

#### **Agglomerato di Fasano Sud**

L'area è ubicata nel comune di Fasano.

#### Accessibilità

Porti : Brindisi a km 55. Si tratta del porto industriale e commerciale Costa Morena che consente: pescaggio 14-18 m., servizio container, banchine commerciali e passeggeri.

Aeroporti: Brindisi a km 52.

Viabilità : La zona industriale è vicina alla SS 16 ed alla SS 379.

Ferrovie: la zona è a 15 Km dal nodo ferroviario, fermata Cisternino-Fasano.

#### **Agglomerato di Ostuni**

L'area è ubicata nel comune di Ostuni.

#### Accessibilità

Porti : Brindisi a km 35. Si tratta del porto industriale e commerciale Costa Morena che consente: pescaggio 14-18 m., servizio container, banchine commerciali e passeggeri.

Aeroporti: Brindisi a km 35.

Viabilità : La zona industriale è a 5 km dall'asse di strada principale che è rappresentata dalla Superstrada Lecce-Bari

Ferrovie: l'agglomerato è vicino al nodo ferroviario.

#### **Agglomerato di Francavilla Fontana**

L'area è ubicata nel Comune di Francavilla Fontana.

#### Accessibilità

Porti : Brindisi a km 35. Si tratta del porto industriale e commerciale Costa Morena che consente: pescaggio 14-18 m., servizio container, banchine commerciali e passeggeri.

Aeroporti: Brindisi a km 35.

Viabilità : La zona industriale è a 1 km dall'asse di strada principale che è rappresentata dalla SS n. 7 che collega Brindisi-Taranto.

Ferrovie: la zona è a 1 Km dal nodo ferroviario

La tabella 33 evidenzia, in sintesi, la localizzazione dell'area in rapporto alla grandi infrastrutture territoriali:

Tab. 33. Rapporto dell'area con le infrastrutture territoriali

	Distanza (Km) porto di Brindisi	Distanza (Km) porto di Taranto	Distanza (Km) porto di Bari	Distanza (Km) porto di Manfredonia	Distanza (Km) aeroporto	Distanza (Km) rete viaria principale	Distanza (Km) rete autostradale	Distanza (Km) rete ferroviaria
Brindisi	1				3	1	50	1
Fasano Nord	50				45	1	70	3
Fasano Sud	55				52	1	70	15
Ostuni	35				35	1	30	1
Francavilla Fontana	35				35	1	30	5

Fonte: Sviluppo Italia, Investire in Puglia: analisi dei principali fattori localizzativi, Bari dicembre 2003

### 3.6.2 L'articolazione degli agglomerati, loro natura e organizzazione.

#### **Agglomerato di Brindisi**

L'agglomerato ha una superficie di 2.090 (ha), di cui 1.132 (ha) destinati dal Piano regolatore a lotti industriali, 500 ha disponibili immediatamente (dato aggiornato a giugno 2004) per nuovi insediamenti. Il lotto massimo acquisibile è di 150,00(ha) ed è ubicato nella zona produttiva da infrastrutturale al di sotto del Petrolchimico.

Per l'acquisizione di terreni è necessario presentare domanda di assegnazione, cui segue il successivo provvedimento di assegnazione in circa 15 giorni. Tempi di acquisizione: per i terreni disponibili 15 giorni; per i terreni da espropriare 3-6 mesi.

Il tempo per l'ottenimento delle concessioni ad edificare è di 30 giorni. La concessione edilizia è gratuita.

Nell'agglomerato del capoluogo insistono 250 stabilimenti di società in cui sono impiegati complessivamente 5.000 addetti fissi. Le categorie di attività presenti nell'area – richiamate dai codici ATECO sottoriportati - confermano la vocazione industriale del sistema produttivo di Brindisi; le imprese sono prevalentemente manifatturiere, con una maggior presenza di industrie della chimica, della plastica, per la produzioni di mezzi di trasporto e di prodotti in metallo.

Ad esse si aggiunge la produzione di energia elettrica il cui parco di generazione – facente capo come si è ricordato in una sezione precedente all'Enel, all'Edipower e

all'Enipower - consente a Brindisi di essere la principale area produttrice del comparto a livello regionale e la prima anche a livello nazionale.

ATECO91ID

DJ – PRODOTTI IN METALLO

DF – RAFFINERIE

DG – CHIMICA E FIBRE

DH – GOMMA E PLASTICA

DM – FABR. MEZZI TRASPORTO

E – PRODUZIONE ENERGIA

E' opportuno sottolineare peraltro che molti capannoni insediati in questo agglomerato appartengono ad imprese operanti nel settore edile – i cui cantieri risultano abitualmente esterni all'agglomerato - in quello commerciale, configurandosi in tal modo come loro depositi, e nel comparto dei servizi per il trasporto di merci e passeggeri.

Bisogna inoltre considerare che altri tre stabilimenti industriali di società aderenti anch'esse all'Assindustria di Brindisi hanno sede al di fuori dell'agglomerato industriale del capoluogo, ma sempre nel suo territorio.

Ci si riferisce agli stabilimenti aeronautici dell'Agusta Westland e delle Officine Aeronavali - entrambe facenti capo al Gruppo italiano Finmeccanica a prevalente capitale pubblico - insediati per esigenze funzionali come ricordato in precedenza nei pressi dell'aeroporto, e della grande centrale elettrica da 2.640 MW dell'Enel, sita in località Cerano sul litorale a sud del capoluogo. Il numero di occupati in questi singoli stabilimenti è stato riportato in precedenza.

#### ***Agglomerato di Fasano Nord***

L'agglomerato ha una superficie di 60,00 ha, di cui 5,00 ha rappresentano superficie per urbanizzazioni (strade, parcheggi, ecc.). Allo stato attuale la zona è saturata; è interessata da numerose abitazioni derivanti da condoni edilizi.

#### ***Agglomerato di Fasano Sud***

L'agglomerato ha una superficie di 96,55 ha, di cui 68,70 ha destinati dal Piano regolatore a lotti industriali, 6,75 ha di superficie destinati a servizi consortili, 4,53 ha di superficie destinati a verde, infine 16,55 ha di superficie per infrastrutture a rete (strade, parcheggi, ecc.). Sono disponibili 47,00 ha (di cui 15,00 da espropriare) per nuovi insediamenti. Per l'acquisizione di terreni è necessario fare domanda di assegnazione e successivo provvedimento presidenziale di assegnazione in circa 30 giorni. Tempi di acquisizione: per i terreni disponibili 30 giorni; per i terreni da espropriare 3-6 mesi.

Il prezzo medio dei terreni varia da € 12,5 a € 1500 + IVA al mq a secondo dei livelli di infrastrutturazione. Tale importo comprende il contributo al Consorzio per oneri di

infrastrutturazione. Il tempo per l'ottenimento delle concessioni ad edificare è di 30 giorni. La concessione edilizia è gratuita. Le tipologie di specializzazione produttiva presenti nell'agglomerato sono prevalentemente nel settore manifatturiero e metalmeccanico (trasformazione prodotti alimentari - lavorazione ferro - officine meccaniche - industrie serramenti).

#### **Agglomerato di Ostuni**

L'agglomerato ha una superficie di 94,46 ha, di cui 73,33 ha destinati dal Piano regolatore a lotti industriali, 4,91 ha di superficie destinati a servizi consortili, 4,55 ha di superficie destinati a verde, infine 11,65 ha di superficie per infrastrutture a rete (strade, parcheggi, ecc.). Sono disponibili 10,00 ha (da espropriare) per nuovi insediamenti.

Per l'acquisizione di terreni è necessario fare domanda di assegnazione e successivo provvedimento presidenziale di assegnazione in circa 30 giorni. Tempi di acquisizione: per i terreni disponibili 30 giorni; per i terreni da espropriare 3-6 mesi.

Il prezzo medio dei terreni varia da € 12,5 a € 1500 + IVA al mq a secondo dei livelli di infrastrutturazione. Tale importo comprende il contributo al Consorzio per oneri di infrastrutturazione.

Il tempo per l'ottenimento delle concessioni ad edificare è di 30 giorni. La concessione edilizia è gratuita.

Le tipologie di specializzazione produttiva presenti nell'agglomerato sono prevalentemente nelle lavorazioni plastiche - metalliche - industrie artigiane varie.

#### **Agglomerato di Francavilla Fontana**

L'agglomerato ha una superficie di 101,54 ha, di cui 71,81 ha destinati dal Piano regolatore a lotti industriali, 8,76 ha di superficie destinati a servizi consortili, 3,66 ha di superficie destinati a verde, infine 17,29 ha di superficie per infrastrutture a rete (strade, parcheggi, ecc.). Sono disponibili 71,81 ha (di cui ha 31,00 da espropriare) per nuovi insediamenti.

Per l'acquisizione di terreni è necessario fare domanda di assegnazione e successivo provvedimento presidenziale di assegnazione in circa 30 giorni. Tempi di acquisizione: per i terreni disponibili 30 giorni; per i terreni da espropriare 3-6 mesi.

Il prezzo medio dei terreni varia da € 12,5 a € 1500 + IVA al mq a secondo dei livelli di infrastrutturazione. Tale importo comprende il contributo al Consorzio per oneri di infrastrutturazione.

Il tempo per l'ottenimento delle concessioni ad edificare è di 30 giorni. La concessione edilizia è gratuita.

Le tipologie di specializzazione produttiva presenti nell'agglomerato sono prevalentemente nel settore manifatturiero.

### 3.6.3 Le disposizioni urbanistiche poste in essere

Per quanto riguarda l'agglomerato di Brindisi la normativa urbanistica è la seguente:

Piano regolatore approvato (ultima variante al PRG approvata dalla Regione ad aprile 2003)

Il rapporto tra la superficie coperta e la superficie totale è pari al 60%

Non è c'è nessun limite nell'altezza massima dei fabbricati ma il volume massimo consentito è pari a 6 mc/mq.

Per quanto riguarda l'agglomerato di Fasano Nord la normativa urbanistica è la seguente:

Piano regolatore approvato

Il rapporto tra la superficie coperta e la superficie totale è pari al 60%

Altezza massima dei fabbricati 6 metri

Indice di fabbricabilità fondiaria: 6,00

Per quanto riguarda l'agglomerato di Fasano Sud la normativa urbanistica è la seguente:

Piano regolatore approvato

Il rapporto tra la superficie coperta e la superficie totale è pari al 60%

Altezza massima dei fabbricati 10 metri

Indice di fabbricabilità fondiaria: 6,00

Per quanto riguarda l'agglomerato di Ostuni la normativa urbanistica è la seguente:

Piano regolatore approvato

Il rapporto tra la superficie coperta e la superficie totale è pari al 60%

Altezza massima dei fabbricati 10 metri

Indice di fabbricabilità fondiaria: 6,00

L'agglomerato è sottoposto a vincolo paesaggistico.

Per quanto riguarda l'agglomerato di Francavilla Fontana la normativa urbanistica è la seguente:

Piano regolatore approvato

Il rapporto tra la superficie coperta e la superficie totale è pari al 60%

Altezza massima dei fabbricati 10 metri

Indice di fabbricabilità fondiaria: 6,00

### 3.7 I livelli di infrastrutturazione

Di seguito si presenta il grado di completamento e funzionalità delle opere di urbanizzazione primaria con particolare riferimento alle aree libere nell'ambito degli agglomerati del Consorzio SISRI di Brindisi:

#### **Agglomerato di Brindisi**

**OPERE STRADALI:** in servizio la viabilità interna costituita da un asse attrezzato che collega la SS 613 (per Bari, Lecce e Taranto) con le strade di penetrazione.

**OPERE FERROVIARIE:** Raccordo ferroviario a servizio dell'agglomerato con fascio di binari di carico e scarico presso la banchina del porto industriale e passeggeri di Costa Morena e collegamento con la Stazione FF.SS. Gestione SERFER.

**ENERGIA ELETTRICA:** centrale a carbone in agglomerato con una potenza complessiva di 1.280 MW. Sottostazione 150/20 KV. Linee di distribuzione in esercizio a media tensione.

**GAS METANO:** in esercizio parziale la rete di distribuzione interna a media pressione (12 bar). Sono necessarie cabine di decompressione pluriaziendali.

**DISPONIBILITA' E COSTI IDRICI:** Acqua potabile fornita dell'A.Q.P. (Acquedotto Pugliese) su condotte consortili (costo € 0,62 al mc). Acqua industriale: il Consorzio ha realizzato una diga in terra che raccoglie l'acqua piovana del Bacino Imbrifero del Cillarese (a km 4 dall'Agglomerato), la capacità dell'invaso è di 4,3 milioni di mc. Presso la diga è in esercizio l'impianto di trattamento ed una condotta che per gravità porta l'acqua industriale, di buon livello qualitativo, distribuita su tutto l'Agglomerato (costo € 0,31/mc). A giugno 2004 è stato appaltato per il raddoppio dell'impianto di trattamento, delle vasche di stoccaggio e l'espansione della rete di distribuzione. (L'invaso del Cillarese ha assunto le caratteristiche di una riserva naturale e di stazionamento di fauna migratoria).

**RETE FOGNARIA:** Le reti: bianca (convogliata nel canale naturale Fiume Piccolo) e nera-industriale (collegata alla piattaforma polifunzionale) sono realizzate sull'80% dell'agglomerato.

**DEPURAZIONE E COSTI RELATIVI:** Realizzata ma non ancora in esercizio la piattaforma polifunzionale per lo smaltimento dei rifiuti industriali comprendente: termovalorizzatore; linea reflui con trattamento biologico.

#### **Agglomerato di Fasano Sud**

**OPERE STRADALI:** la zona industriale è solo parzialmente servita da viabilità stradale aperta al pubblico transito. Terreni edificabili sono già serviti dalla predetta infrastruttura.

**OPERE FERROVIARIE:** non è presente un raccordo ferroviario

ENERGIA ELETTRICA: l'agglomerato è parzialmente servito da linee elettriche in media tensione realizzate e gestite da Enel.

GAS METANO: non è presente il metanodotto

DISPONIBILITA' E COSTI IDRICI: non è presente la rete di acqua potabile e di acqua industriale

RETE FOGNARIA: assente rete fognante bianca e nera

DEPURAZIONE E COSTI RELATIVI: non è presente un impianto di depurazione

RETI DI TELECOMUNICAZIONE: sono presenti le reti telefoniche classiche gestite da Telcom.

### ***Agglomerato di Ostuni***

OPERE STRADALI: la zona industriale è solo parzialmente servita da viabilità stradale aperta al pubblico transito. Terreni edificabili sono già serviti dalla predetta infrastruttura.

OPERE FERROVIARIE: non è presente un raccordo ferroviario.

ENERGIA ELETTRICA: l'agglomerato è parzialmente servito da linee elettriche in media tensione realizzate e gestite da Enel.

GAS METANO: la zona industriale è servita da metanodotto in media pressione.

DISPONIBILITA' E COSTI IDRICI: non è presente la rete di acqua potabile e di acqua industriale

RETE FOGNARIA: assente rete fognante bianca e nera.

DEPURAZIONE E COSTI RELATIVI: non è presente un impianto di depurazione.

RETI DI TELECOMUNICAZIONE: sono presenti le reti telefoniche classiche gestite da Telecom.

### ***Agglomerato di Francavilla Fontana***

OPERE STRADALI: la zona industriale è stata avviata di recente; essa è solo parzialmente servita da viabilità aperta al pubblico transito. Terreni edificabili sono già serviti dalla predetta infrastruttura.

OPERE FERROVIARIE: non è presente un raccordo ferroviario

ENERGIA ELETTRICA: non è presente.

GAS METANO: non è presente.

DISPONIBILITA' E COSTI IDRICI: non è presente.

RETE FOGNARIA: non è presente.

DEPURAZIONE E COSTI RELATIVI: non è presente.

### 3.7.1 I servizi disponibili

#### Agglomerato di Brindisi

Presso la sede del Consorzio Industriale è in fase di allestimento la "PIATTAFORMA TELEMATICA-LOGISTICA" che consente di realizzare un servizio di matching on line fra domanda ed offerta di trasporto merci e passeggeri. È stato realizzato inoltre il CENTRO DIREZIONALE dotato di: uffici, sale riunioni, sportelli bancari, albergo diurno e punto di ristoro che è entrato in esercizio. A fianco del Centro Direzionale sorgerà un LABORATORIO per l'AGROALIMENTARE realizzato dalla C.C.I.A.A. di Brindisi. All'interno del Porto industriale di Costa Morena è presente il TERMINAL PASSEGGERI per il servizio traghetti con Grecia ed Albania ed un TERMINAL CONTAINER. In esercizio in agglomerato (lotto 44) servizio privato di PARCHEGGIO custodito per TIR. Nell'area del PETROLCHIMICO sono disponibili servizi antincendio e di alta qualità e forniture di: acqua demineralizzata, vapore.

Tab. 34. Riepilogo della dotazione e funzionalità delle opere di urbanizzazione secondaria dell'area

	centro servizi alle imprese	mensa/servizi ristorazione	servizi amministrativi	sportelli bancari	uffici postali	alberghi	servizi sanitari	servizi per la manutenzione spazi comuni	servizi smaltimento rifiuti	scuole	strutture sportive	verde attrezzato
Brindisi	SI	SI	SI	SI		SI						
Fasano Nord												
Fasano Sud												
Ostuni						SI						
Francavilla Fontana												

Fonte: Sviluppo Italia, *Investire in Puglia: analisi dei principali fattori localizzativi*, Bari dicembre 2003

Nel complesso la dotazione di opere infrastrutturali secondarie non appare ancora pienamente adeguata rispetto alla domanda crescente di servizi alla produzione da parte delle imprese. L'agglomerato di Brindisi risulta in ogni caso il più strutturato, con un sufficiente livello di infrastrutture sia primaria che secondaria, vista la presenza di centri servizi alle imprese, servizi amministrativi, sportelli bancari, alberghi e mense/servizi di ristorazione, risultando invece tali tipologie di servizi pressoché assenti negli altri agglomerati.

#### 3.7.1 Il fabbisogno infrastrutturale

Il livello di dotazione infrastrutturale costituisce uno degli elementi da cui dipende la scelta degli investitori di localizzarsi in una determinata area o meno. Il Consorzio

svolge la propria attività anche al fine di promuovere, potenziare e favorire gli insediamenti produttivi e per rendere l'area sempre più attrattiva gli occhi sia degli imprenditori locali sia degli investitori esterni all'area.

Il Consorzio pertanto ha effettuato notevoli investimenti per attrezzare gli agglomerati i quali presentano un differente grado di infrastrutturazione. Tra i vari agglomerati, come già sottolineato, quello di Brindisi risulta il più attrezzato, con il più elevato grado di completamento e funzionalità delle opere di urbanizzazione primaria e secondaria. Attualmente, nell'agglomerato di Francavilla Fontana sono in corso attività di esproprio ed opere di infrastrutturazione primaria e secondaria.

Anche gli investimenti previsti nell'area di Brindisi attraverso il PIT n. 7 rappresentano un'opportunità per contribuire ad attrezzare gli agglomerati industriali e renderli così più attraenti agli investitori. Nel PIT approvato dalla Giunta Regionale nel 2004 sono stati previsti i seguenti investimenti a valere sulla Misura 4.2 del POR Puglia 2000-2006:

Completamento e miglioramento della viabilità della zona industriale di Brindisi a supporto del bacino logistico-portuale-industriale di Costa Morena

Realizzazione della rete di fognatura nera nell'Area industriale di Fasano Nord

Realizzazione della rete di fognatura nera nell'Area industriale di Fasano Sud

Realizzazione della rete idrica e fognante nell'Area industriale di Francavilla Fontana

Realizzazione della rete di fognatura nera nell'Area industriale di Ostuni

Sistemazione viabilità ed aree a parcheggio in zona industriale con completamento della pubblica illuminazione.

### **3.8 Lo sviluppo dell'area**

La zona industriale di Brindisi, gestita dal consorzio SISRI, attraversa da tempo una crisi di capacità attrattiva testimoniata dall'assenza di insediamenti significativi nel territorio.

La zona industriale si sviluppa nell'area limitrofa al porto commerciale su una superficie di 2090 ettari di cui 1132 destinati ad attività produttive e 500 ettari di superficie residua per nuovi investimenti produttivi. Il dato relativo alla superficie ancora disponibile per nuove localizzazioni, riportato dalla banca dati Sifli (Sistema informativo fattori di localizzazione) nell'ultima rilevazione dell'agosto del 2007, è rimasto invariato dalla rilevazione del 2004. Il sistema produttivo territoriale dell'area di Brindisi è soggetto a fenomeni di criticità ambientale legati alla presenza di stabilimenti ed impianti produttivi, prevalentemente industriali, nei quali sono impiegati processi tecnologici e sostanze nocive per la salute dell'uomo e per l'ambiente. L'elevato rischio di crisi ambientale di Brindisi è connesso alla presenza dello stabilimento petrolchimico, delle industrie metallurgiche e farmaceutiche, delle centrali per la produzione dell'energia elettrica e del porto.

La città di Brindisi è stata dichiarata «Area ad elevato rischio di crisi ambientale» con delibera del Consiglio dei Ministri del 30/11/1990, reiterata con analoga dichiarazione

del plenum ministeriale dell'11/7/1997, cui è seguito il Piano di disinquinamento approvato con il DPR del 23/4/1998. Nel programma nazionale di bonifica sono stati individuati, anche in considerazione dello stato di emergenza ambientale delle singole aree disposto per decreto ministeriale, gli interventi prioritari (art. 1 comma 3 L. 426 del 9/12/1998). Il Ministero dell'Ambiente con proprio decreto del 10/1/2000, ha definito, perimetrandola, l'area interessata agli interventi, che comprende:

la zona industriale di Brindisi;

il porto interno, medio ed esterno;

il bacino artificiale del Cillarese;

la fascia marina che si estende per tre miglia dalla costa e che va, da nord a sud, da Punta del Serrone fino a Cerano, per un'estensione in lunghezza di circa 17 miglia. Tutta l'area così delimitata, ha un'estensione complessiva di circa 114 kmq, di cui circa 58 di superficie marina.

In particolare, nell'area considerata, si rileva la presenza di 9 stabilimenti che svolgono attività ad elevato rischio di incidente rilevante, ai sensi del D. Lgs 334/99. Si tratta di impianti individuati attraverso un meccanismo che tiene conto della pericolosità delle sostanze e dei preparati utilizzati e/o prodotti nei processi industriali, compresi anche quelli che si possono generare in caso di incidente. Le tipologie di attività industriali a rischio presenti nell'area brindisina sono: stabilimento chimico e petrolchimico, deposito di gas liquefatti, deposito di oli minerali, centrale termoelettrica.

Il risanamento della zona industriale è pregiudiziale per lo sviluppo dell'economia locale: tra le cause che negli ultimi anni hanno penalizzato considerevolmente lo sviluppo dell'area rilevano particolarmente le procedure e i tempi eccessivamente lunghi per gli interventi di caratterizzazione e di bonifica ambientale per rendere possibile il riutilizzo delle aree per nuovi insediamenti. Gli interventi di caratterizzazione sono previsti anche nelle ipotesi di ampliamenti e adeguamenti infrastrutturali da parte delle imprese già localizzate. Questo ha determinato una grave situazione di blocco di nuovi investimenti sia da parte di nuove imprese disposte a localizzarsi nell'area sia da parte di imprese che già insistono sul territorio.

Finalmente, al termine di un lungo percorso la regione Puglia e il ministero dell'Ambiente hanno firmato nel dicembre 2007 l'accordo per la definizione degli interventi di messa in sicurezza e bonifica "delle acque di falda delle aree pubbliche degli arenili e delle aree marino costiere e anche delle aree private in sostituzione e in danno dei soggetti obbligati che non abbiano presentato progetti di bonifica o i cui progetti siano stati rigettati". Il valore complessivo degli interventi previsti è pari a € 135.150.000. Nell'accordo sono tra l'altro previsti incentivi per le imprese obbligate alle bonifiche e ulteriori incentivi per le aziende che effettueranno investimenti compatibili sotto il profilo ambientale. I benefici attesi dalla firma dell'accordo sono significativi per le aziende assegnatarie di lotti Sisri, ma anche per l'economia brindisina nel suo complesso. L'unica incognita rimane quella dei tempi di attuazione degli interventi,

come dimostra la storia recente, che può sensibilmente limitare la portata degli effetti benefici attesi dalla firma dell'accordo.

### 3.9 Il Porto

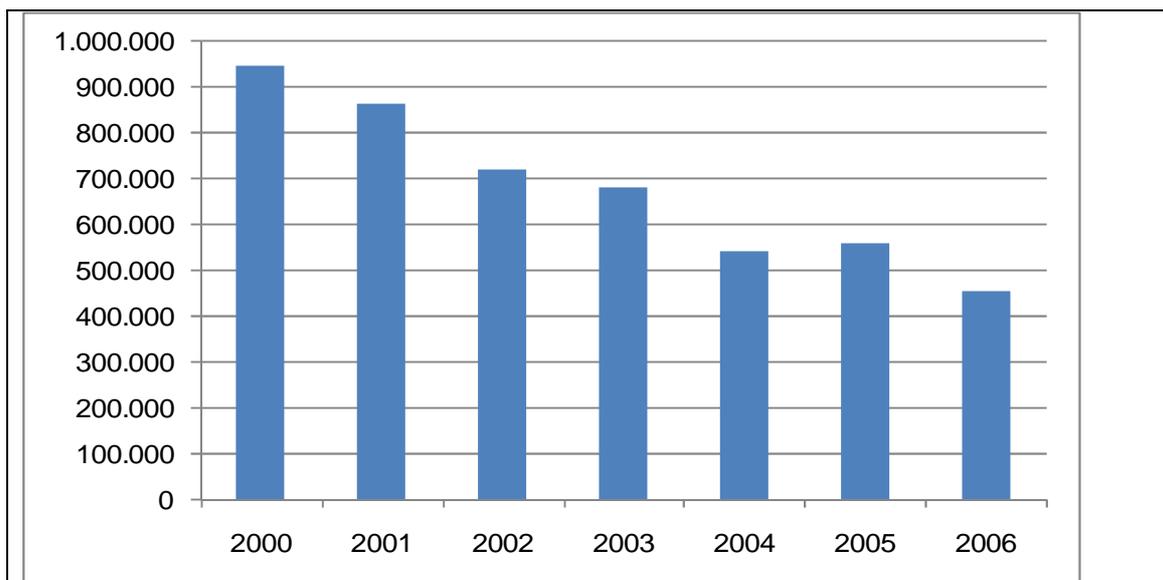
Il porto naturale di Brindisi si estende per oltre 5.000.000 metri cubi, con uno sviluppo lineare totale di banchine per oltre 6000m, non tutte disponibili attualmente, e si articola nei tre bacini del porto interno, formato da due bracci che cingono il centro abitato, chiamati Seno di Levante e Seno di Ponente, dal bacino del porto medio che precede il canale di accesso al porto interno (Canale Pigonati) e da quello del porto esterno, racchiuso tra la diga di Punta Riso, le isole Pedagne, la Diga di Costa Morena e l'Isola di Sant'Andrea.

In un contesto di crescita sostenuta dei traffici marittimi internazionali, la posizione strategica del porto rispetto alle rotte del commercio marittimo internazionale, che lo pone punto geografico di accesso privilegiato per le merci provenienti dall'est e dal Mar Nero, non è stata sufficiente a far decollare lo sviluppo dell'economia portuale.

L'andamento dei traffici degli ultimi anni non ha corrisposto alle aspettative e alle potenzialità del porto. A livello regionale migliori risultati in termini di tassi di crescita hanno conseguito i porti di Bari e di Taranto, mentre nell'area Ionico Adriatica emerge la forte dinamicità dei porti dell'Adriatico Orientale come Koper, Rijeka, Durazzo e nel sud del Mediterraneo Port Said e Damietta (soprattutto per i containers).

I dati relativi al traffico passeggeri degli ultimi anni mostrano una flessione significativa e un ulteriore pesante decremento del numero dei movimenti si è registrato nel 2006, a tutto vantaggio del porto di Bari che nello stesso anno è risultato leader nell'Adriatico-Ionio per movimento complessivo di passeggeri su rotte internazionali (traghetti e crociere).

Tab. 35. Traffico passeggeri nel porto di Brindisi 2000-2006



Fonte: Dati dell'Avvisatore Marittimo

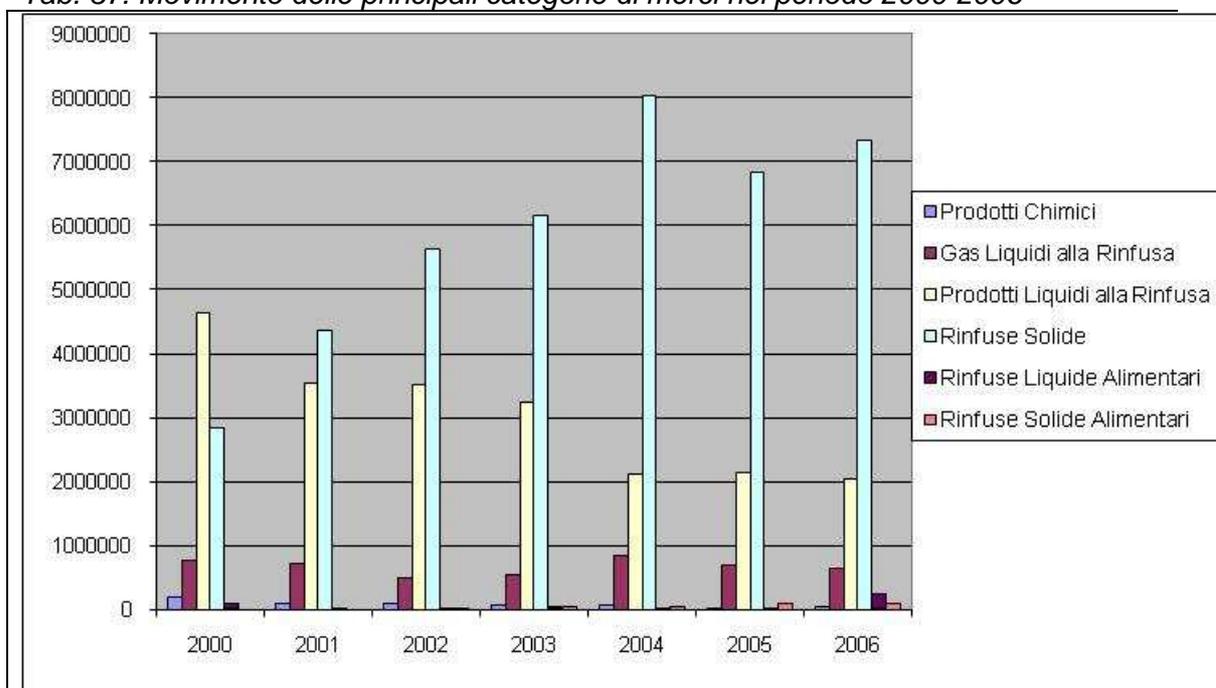
L'andamento del traffico merci mostra un andamento fluttuante negli ultimi anni, sostanzialmente il volume complessivo delle merci movimentate varia al variare della sua componente più importante, il carbone, cresciuto fino al 2003 in misura considerevole. Tra il 2000 e il 2006 la componente dei prodotti chimici mostra una flessione di oltre il 70%, nello stesso periodo un forte calo è riferito alla componente "prodotti liquidi alla rinfusa", nel 2006 si registra il dato positivo di incremento del traffico delle rinfuse liquide alimentari (vino, olio vegetale, sansa). Questi dati tuttavia si riferiscono a componenti marginali del traffico: a parte le rinfuse liquide, principalmente la nafta, che pesano sul totale del traffico merci per circa il 20%, le altre tipologie di merci tutte insieme pesano appena il 10%, mentre il carbone con i materiali di risulta (ceneri e gesso) copre circa il 70% del traffico merci complessivo.

Tab. 36. Traffico complessivo tonnellate di merci 2000-2006 nel porto di Brindisi

Anno	Prodotti Chimici	Gas Liquidi alla Rinfusa	Prodotti Liquidi alla Rinfusa	Rinfuse Solide	Rinfuse Liquide Alimentari	Rinfuse Solide Alimentari	Merci in colli	Totale
2000	189.867	766.903	4.627.750	2.843.874	80.166	0	261.451	8.770.011
2001	98.373	716.906	3.534.761	4.375.033	11.363	0	255.279	8.991.715
2002	106.733	497.037	3.522.723	5.640.198	11.120	16.158	68.059	9.862.028
2003	81.693	551.048	3.243.408	6.152.565	28.997	44.189	74.475	10.176.375
2004	70.183	843.759	2.127.245	8.028.496	14.732	48.467	115.239	11.248.121
2005	33.713	698.614	2.142.604	6.819.056	15.419	89.129	89.695	9.888.230
2006	54.439	638.590	2.038.599	7.317.357	238.097	86.391	124.228	10.497.701

Fonte: Dati dell'Avvisatore Marittimo

Tab. 37. Movimento delle principali categorie di merci nel periodo 2000-2006



Fonte: Dati dell'Avvisatore Marittimo

Preoccupante è inoltre la flessione nel numero di navi arrivate. I dati di fonte Istat fino al 2004 mostrano un decremento significativo con riferimento al 2001, pari a circa il 46%.

Tab. 38. Numero di navi arrivate<sup>15</sup> nel Porto di Brindisi

anno	NAVI ARRIVATE	
	Numero	Tonnellate di stazza netta (migliaia)
2000	4.117	17.236
2001	3.264	13.553
2002	3.042	12.568
2002	2.987	13.929
2004	2.818	12.489

Fonte: Istat

A questi dati si aggiungono per il periodo 2005/2006 quelli dell'A.P., non direttamente confrontabili con quelli di fonte Istat, perché riferiti ad un universo più ampio delle tipologie di navi considerate e raccolti con modalità diverse, ma che confermano tuttavia quanto emerso negli anni precedenti e cioè un trend di riduzione nel numero di navi nel porto di Brindisi.

Tab. 39. Numero di navi nel porto di Brindisi nel biennio 2005/2006

	N° navi	N° navi	Differenza % 200
Catamarano- Imbarcazioni/na diporto/motorya	6	5	12,9
Motocister	101	99	1,8
Motogasi	19	18	6,4
Motona	38	42	-
Nave da	37	41	-
Nave	8	1	-
Rimorchiat	130	145	-
Ro/R	8	2	100,0
	7	8	-

Fonte: Autorità Portuale di Brindisi.

In generale le ragioni della mancata crescita sono le stesse che penalizzano la portualità italiana nel suo complesso a vantaggio sul piano internazionale di quella spagnola e del nord-Europa, in questo senso giocano un ruolo decisivo i ritardi degli investimenti in infrastrutture in particolare dei trasporti e della logistica e i livelli dei servizi, inferiori a quelli offerti da altri scali. Nello specifico brindisino le cause risiedono

<sup>15</sup> L'unità di rilevazione è la nave mercantile, cioè qualunque imbarcazione adibita al trasporto marittimo; esclude le navi da pesca, le navi officina per il trattamento del pesce, le navi da trivellazione e da esplorazione, le navi adibite a servizi portuali, le navi per la ricerca e le navi militari e le imbarcazioni utilizzate unicamente per fini non commerciali.

nella storia dello scalo che cresciuto sull'onda dell'industrializzazione dell'area, con la localizzazione di grandi aziende a partecipazione statale, ne ha seguito in parte le sorti, da tempo si assiste al declino delle industrie di processo senza che si sia potuta affermare una riconversione industriale capace di coinvolgere l'economia del porto e sviluppare la diversificazione dei traffici.

Non si è infatti concretizzata quella auspicata polifunzionalità del porto, industriale, commerciale e turistica, e i tentativi operati nel segmento container e da ultimo crocieristico non hanno dato risultati apprezzabili, anche in considerazione della forte concorrenza rispettivamente di Taranto e Bari.

Con il tramonto della grande industria petrolchimica si è invece assistito negli anni alla specializzazione crescente nei traffici di combustibili per le evidenti ragioni collegate alla presenza delle grandi centrali elettriche che fanno di Brindisi un polo energetico tra i più importanti a livello nazionale.

Negli anni le criticità ambientali si sono acuite e i ritardi nelle bonifiche, la mancata razionalizzazione funzionale delle diverse zone portuali, alcune interdette per la presenza di aree militari, la commistione delle diverse tipologie di traffici, i mancati interventi infrastrutturali, la mancanza di adeguati servizi della logistica e della retroportualità, nonché dei servizi a terra per i passeggeri hanno pesantemente penalizzato le potenzialità di sviluppo del porto.

Dal punto di vista ambientale gran parte del porto così come dell'area industriale immediatamente a ridosso ricade tra i siti inquinati di interesse nazionale ai sensi della legge 426/98 da sottoporre a piano di bonifica. Per moltissimo tempo nelle sue acque sono confluiti scarichi industriali e scarichi non depurati di molti quartieri cittadini e dal canale Cillarese che a sua volta convoglia le acque della zona interna della provincia, il che ha portato l'inquinamento a livelli particolarmente elevati.

Le caratterizzazioni dei siti hanno infatti rilevato la presenza nei sedimenti di natura organica, idrocarburi e di metalli pesanti. Le lentezze procedurali delle attività di bonifica e di riqualificazione ambientale hanno nel frattempo impedito di poter dare inizio ai dragaggi necessari per l'adeguamento dei fondali in grado di ospitare le navi di ultima generazione.

Le politiche di intervento si sono concretizzate in piani e programmi integrati di sviluppo volti al superamento delle criticità esistenti, con dotazioni finanziarie anche importanti, ma i lunghi tempi di attuazione ne ritardano gli effetti. Oltre a ciò il vincolo alle spese infrastrutturali delle Autorità Portuali previsto nelle finanziarie 2005/2006 ha determinato uno stato di grave incertezza nella realizzazione degli interventi previsti dal Piano Operativo Triennale .

In questo contesto negli ultimi due anni sono intervenute diverse novità:

- gli interventi normativi contenuti nella finanziaria del 2007 relativi al settore portuale e in particolare l'eliminazione del tetto alle spese infrastrutturali per l'Autorità Portuale e il recente via libera del Ministero dell'Ambiente per procedere ai dragaggi nei siti di interesse nazionale
- la nomina del nuovo presidente dell'Autorità Portuale e il nuovo Piano Triennale Operativo 2007-2009;

Le novità contenute nella finanziaria 2007 modificano sostanzialmente la legge 84 e in particolare prevedono l'attribuzione della completa autonomia finanziaria alle autorità portuali attraverso la devoluzione, a partire dal 2007, dell'intero gettito della tassa erariale sulle merci sbarcate e imbarcate e della tassa di ancoraggio, restando ferma l'attribuzione all'A.P. del 100% della tassa portuale sulle merci (fino al 2006 quest'ultima era devoluta all'AP nella misura del 50%). A decorrere dallo stesso anno è istituito presso il Ministero dei Trasporti un fondo perequativo di 50 milioni di euro da ripartire tra le AP secondo criteri ancora da definire.

Le autorità portuali potranno inoltre applicare una addizionale su tasse, canoni e diritti per l'espletamento delle attività di vigilanza e per la fornitura di servizi di sicurezza previsti nei piani di sicurezza portuali, ma si assumono gli oneri degli interventi di manutenzione dei porti.

Come accennato, viene rimosso il vincolo (finanziaria 2005) posto all'incremento percentuale delle spese infrastrutturali così da consentire alle autorità portuali di effettuare, con le risorse già stanziare da precedenti leggi o con altre risorse disponibili, gli investimenti programmati per lo sviluppo e la riqualificazione dei porti.

Si è inoltre in attesa del regolamento attuativo volto a rivedere la disciplina delle tasse e dei diritti marittimi che dovrà individuare anche i criteri di istituzione e soppressione delle A.P. tenendo conto della rilevanza del porto, del collegamento con le reti strategiche nazionali ed internazionali, del volume dei traffici e della capacità di autofinanziamento.

Infine, per completare il processo di autonomia finanziaria, sarà stabilita con decreto adottato di concerto dal Ministero dei Trasporti, Ministero dell'Economia e Ministero delle Infrastrutture, la quota di contributi, diversi dalle tasse e dai diritti portuali, che i porti dovranno devolvere all'autorità portuale del proprio ambito territoriale per la realizzazione di opere e servizi programmati nei rispettivi piani regolatori e POT. Contestualmente a tale determinazione non ci saranno più trasferimenti dello stato per la realizzazione di opere. Nello stesso decreto dovrà essere determinato il contributo a valere sulla quota delle risorse destinate alle opere strategiche (ex lege 443/2001) per la realizzazione di grandi infrastrutture portuali immediatamente cantierabili. Oltre a ciò sono previste risorse per il finanziamento di interventi per lo sviluppo delle filiere logistiche dei dell'intermodalità e delle attività di transhipment <sup>16</sup>.

Al di là di questi stanziamenti finalizzati al rilancio della portualità, in prospettiva l'aspetto rilevante è che l'Autorità Portuale dovrà contare sulle proprie risorse sia per la manutenzione del porto sia per la realizzazione di opere infrastrutturali.

Nel 2005 sono stati adeguati con ordinanza gli importi dovuti dagli operatori a titolo di tariffa per l'imbarco/sbarco passeggeri, veicoli e tir dalle navi traghetto e ro-ro e gli importi versati dalle imprese portuali a titolo di parte variabile del canone di impresa. Sono inoltre stati rideterminati i canoni di concessione demaniale.

---

<sup>16</sup> Il Ministero dei trasporti, sentita la Conferenza stato-Regioni, definirà, con proprio decreto, i criteri e le caratteristiche per l'individuazione degli hub portuali di interesse nazionale. Per la definizione e approvazione del piano di sviluppo e di potenziamento degli hub portuali di interesse nazionale e per la quantificazione delle spese necessarie a ciascuno di essi, è costituito un apposito Comitato interministeriale. Il Comitato, presieduto dal Presidente del Consiglio dei ministri, approva il piano di sviluppo su proposta del Ministro dei trasporti.

Le entrate dell'A.P. di Brindisi negli ultimi anni registrano un trend in sensibile crescita. Per il 2007 si prevede un gettito di circa 2 milioni di euro per la tassa di ancoraggio e di circa 4 milioni di tasse erariali.

Altra novità importante per il porto di Brindisi sono le nuove procedure per il dragaggio nei siti portuali inquinati e riconosciuti aree a rischio da bonificare che semplificano l'iter autorizzativo agli escavi per le Autorità portuali. Anche nei siti oggetto di bonifica di interesse nazionale possono essere svolte contestualmente operazioni di dragaggio autorizzate dal Ministro dell'Ambiente<sup>17</sup>.

A questo riguardo è recentemente intervenuto il tanto atteso decreto del Ministero dell'Ambiente di autorizzazione alle operazioni di dragaggio che permette di dare il via libera nel porto di Brindisi agli interventi nel seno di Ponente, un'area di 300mila metri quadri, per il quale stanno per liberarsi ingenti risorse. L'Autorità Portuale ha recentemente riassunto l'intera responsabilità attuativa e gestionale dell'intervento di disinquinamento precedentemente affidata alla Provincia.

Con la nomina del nuovo Presidente dell'Autorità portuale si è dato nuovo impulso alla programmazione delle politiche per il porto, culminata nella redazione del nuovo POT 2007-2009 che traccia le strategie di sviluppo delle attività portuali e gli interventi di attuazione del prossimo triennio. A partire dall'analisi dei dati di andamento dell'economia portuale e delle criticità e dei limiti riscontrati, ma anche dalla consapevolezza delle opportunità di sviluppo dei trasporti marittimi nell'intera area Mediterranea, la scelta di fondo è quella di un porto polifunzionale integrato nelle rete delle piattaforme logistiche del Mediterraneo.

Il Piano di riqualificazione e sviluppo del porto prevede una serie di interventi, che si affiancano a quelli in corso di realizzazione, suddivisi in tre gruppi in base ai tempi di realizzazione previsti: di cantierabilità immediata coerenti con il PRG, attuabili nel medio periodo in quanto necessitano dell'approvazione di adeguamenti tecnico funzionali e di progetti attuabili nel lungo periodo da inserire nel nuovo Piano Regolatore Portuale. L'attuazione degli interventi è diretta a dare un nuovo assetto al porto dividendo nettamente le aree per destinazione funzionale: area passeggeri/traghetti/crociere; area multipurpose; area energetica e aumentare la disponibilità di banchine su fondali adeguati e piazzali attrezzati per attirare il numero maggiore di navi e traffici e contrastare il calo di competitività del porto.

I primi interventi prevedono la realizzazione di un circuito doganale unico, già finanziato e ricompreso nel porto interno e medio, attraverso la parziale cessione delle aree in uso alla Marina militare e lo spostamento dall'area ex Deposito Pol dei serbatoi di combustibili liquidi della Marina Militare a Capo Bianco e liberare così il seno di Levante da tale infrastruttura fino ad ora pericolosamente a ridosso di aree destinate

---

<sup>17</sup> Anche le casse di colmata verranno autorizzate d'intesa tra il Ministro delle Infrastrutture ed il Ministro dell'Ambiente. Inoltre se il materiale escavato risulterà inquinato, dovrà essere bonificato. Gli interventi di escavazione e manutenzione dei fondali sono determinati nella conferenza dei servizi convocata e presieduta dal presidente dell'A.P.

ad altre funzioni. In una seconda fase l'intervento prevede la realizzazione di una piccola colmata per consentire la mobilità in continuità all'interno del porto. Per questo intervento di adeguamento funzionale che comporta un costo di 8 milioni di euro è disponibile lo studio di fattibilità.

Altri interventi prioritari si inseriscono nel progetto di riqualificazione del waterfront per la gestione del quale AP e Comune hanno firmato recentemente un accordo di collaborazione. Si tratta dei progetti di dismissione del fascio di binari in disuso lungo la Via del mare e di ristrutturazione e qualificazione della Stazione Marittima, del prolungamento della banchina Montecatini e di ristrutturazione del Capannone. Nell'area del seno di Ponente, dove si procederà a bonifica è previsto il consolidamento della banchina Ammiraglio Millo. La riqualificazione del waterfront e la bonifica del seno di Ponente potranno favorire il traffico crocieristico e diportistico. Particolarmente importante è il completamento della realizzazione dei nuovi accosti di Sant'Apollinare e la sistemazione delle relative vie d'accesso con Costa Morena, con un collegamento diretto tra le banchine del porto medio ed interno. L'intervento comporta un costo di circa 23,2 milioni di euro ed è finanziato con i fondi delle Autostrade del mare 1.

Nel porto medio è previsto il completamento del piazzale di costa Morena Est – Il stralcio- con il relativo approfondimento dei canali. Sul piano delle strategie future un'ipotesi definita concreta e fattibile in considerazione della minore infrastrutturazione necessaria, è quella di destinare l'area di Costa Morena Est a Terminal multipurpose, l'area è ora in uso all'Enel per lo sbarco del carbone, in attesa del trasferimento a breve nel nuovo molo Enel. La realizzazione del molo Enel dedicato esclusivamente alle operazioni di sbarco di carbone consentirebbe di recuperare aree per diverse possibilità operative.

Al momento nell'area di Costa Morena su cui insiste il cono di atterraggio possono attraccare navi con un'altezza massima di 35 metri ed è noto che le navi di ultima generazione sono molto più alte. A questo riguardo si auspica l'attuazione dell'allungamento della pista d'atterraggio dell'aeroporto di circa un chilometro così da permettere l'attracco di navi anche di 50 metri.

Un ulteriore intervento è l'ampliamento del molo Polimeri Europa che dotato di un nuovo pontile potrebbe far attraccare le navi gasiere in un punto sufficientemente lontano dalle banchine destinate ai passeggeri, coerentemente con la destinazione dell'area a depositi costieri del PRP.

L'intervento strategico per raggiungere l'obiettivo di un assetto razionale del porto è il progetto di rifunzionalizzazione di Diga Punta Riso con la realizzazione nel suo primo tratto di una banchina, con il relativo dragaggio, e del piazzale retrostante.

Infine vi è l'ipotesi, eventualmente da inserire nel nuovo PRP, di ampliamento del porto nell'area tra Capo Bianco e Capo Coda Cavallo, individuata quale area di

localizzazione di impianti a maggiore impatto ambientale e visivo in considerazione della distanza dalla città.

Complessivamente considerati gli interventi del piano consentiranno al porto di disporre di banchine e adeguati fondali per una lunghezza di quasi 10.000 metri rispetto agli attuali 3095 e di piazzali per un'area di 2,2 milioni di mq rispetto agli attuali 463.000.

I tempi di realizzazione, almeno di alcuni dei progetti, dovranno essere necessariamente brevi, la presenza dei cantieri avrà infatti ripercussioni sull'utilizzo delle banchine disponibili e delle aree portuali, condizione questa che non favorirà i traffici.

Recentemente si sono prospettate alcune ipotesi di investimento di rilevante interesse per il porto.

Si tratta del possibile insediamento di uno stabilimento della Sfir, società fondiaria industria romagnola, per la raffinazione dello zucchero di canna e la sua trasformazione in zucchero bianco. Un grosso traffico che prevede lo stoccaggio di circa 300mila tonnellate annue di merce, utilizzando circa 60 navi. A questo si dovrebbe aggiungere la filiera per la produzione di girasoli, il cui olio serve ad alimentare le centrale interna per la produzione di energia. Per questo hanno acquisito un'area del consorzio Sisri e fatto richiesta all'Autorità Portuale per la concessione di un pezzo di banchina su cui possano collegare i propri impianti e da cui possa partire un sistema di nastro trasportatore per lo zucchero di canna.

Altra concreta possibilità nasce dalle nuove relazioni intessute dall'A.P. con il maggiore operatore import/export egiziano che ha mostrato interesse per il porto di Brindisi quale sbocco dei prodotti ortofrutticoli provenienti dall'Egitto e diretti in tutta l'Unione europea. La realizzazione del progetto prevede l'attivazione di due linee per il traffico di navi ro ro che colleghino i porti di Alessandria d'Egitto e Brindisi. Da qui la merce potrebbe ripartire per il resto d'Europa a bordo di trailers.

Nell'ambito del Programma di Intesa Istituzionale per la Provincia di Brindisi del marzo del 2006, che razionalizza gli interventi previsti nell'ambito di diverse fonti di finanziamento in un unico quadro programmatico, sono indicati una serie di interventi relativi al porto ritenuti strategici:

- alcuni interventi di qualificazione infrastrutturale riferiti all'Hub interportuale (collegamenti alla rete viaria e ferroviaria);
- il miglioramento dei servizi funzionali alla movimentazione delle merci e dei passeggeri;
- lo studio di fattibilità del nuovo porto industriale per porre fine alla commistione dei traffici.

Gli interventi, sono individuati in stretta connessione con altri strumenti di programmazione e legislativi. Relativamente alla logistica evidenti sono le connessioni con il Pit 7 "Sviluppo di un sistema integrato di servizi di logistica e distribuzione in grado di favorire la connessione tra l'asse Nord-Sud interno alla Regione e la



comunicazione con le altre direttrici del Corridoio internazionali n. 8 e n. 10". Il Pit 7 che interessa l'area della Provincia di Brindisi persegue il potenziamento e l'integrazione del sistema logistico intermodale intorno al nodo centrale del porto di Brindisi e il potenziamento delle aree di insediamento industriale attraverso gli interventi di completamento e miglioramento delle infrastrutture di supporto, la qualificazione dei bacini logistici dei sistemi produttivi locali, l'ampliamento dell'offerta di aree attrezzate per nuovi insediamenti produttivi.

Altre misure e interventi sono previste nell'ambito del POR 2000-2006, nel POT 2005-2007 dell'Autorità Portuale, nel Programma delle Infrastrutture Strategiche, nonché in specifici Accordi di Programma Quadro.

## **4. Il modello dell'economia locale: descrizione e metodologia**

### **4.1 Metodologia e pratica nell'analisi degli impatti in Italia**

La valutazione degli impatti economici degli impianti di rigassificazione si fonda su un livello integrato di analisi generali e locali, nel tentativo di coniugare l'interesse collettivo dell'approvvigionamento energetico e della sicurezza dello stesso con il disagio, la preoccupazione e gli effetti che tale interesse provoca su un numero limitato di soggetti che sono poi coloro che accettano sul proprio territorio l'installazione di impianti connessi all'energia.

Secondo questo approccio sono quindi necessarie diverse indagini di carattere previsionale che concernono l'ambito tecnico, ambientale, economico-sociale, e di sicurezza. E' questo lo spirito delle normative in tema di impatto ambientale, ora inserite in modo organico all'interno del D.lgs 152/06.

#### **4.1.1 Il quadro normativo di applicazione**

Il D. Lgs 152/06 si pone come recepimento delle Direttive europee:

- 2001/42/CE sulla valutazione ambientale di determinati piani e programmi (VAS)
- 85/337/CEE sulla valutazione di impatto ambientale di determinati progetti (VIA)
- 96/61/CE sulla prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento (IPPC o AIA)

L'entrata in vigore della parte II del D. Lgs. 3 aprile 2006, n. 152, ha alcune conseguenze molto rilevanti sull'azione amministrativa soprattutto in materia di VAS e VIA delle Regioni e degli Enti Locali e definiscono indirizzi, che sono forniti separatamente per VAS e per VIA.

##### **1. AMBITO DI APPLICAZIONE della VAS**

L'art. 4, comma 2, del D.Lgs 152/06 precisa che la VAS è richiesta per i "piani e programmi di intervento sul territorio" cioè per quelli che comportano significativi effetti sul territorio in quanto destinati a disciplinare le modalità di tutela e valorizzazione del territorio, le opere e gli interventi di trasformazione dello stesso e le destinazioni d'uso dei suoli.

L'art. 7, commi 2, 3 e 4, precisa individuando i piani e programmi che sono comunque soggetti a VAS e quelli per i quali occorre valutare preventivamente se possono comportare detti effetti significativi sull'ambiente.

La VAS è sempre richiesta:

a.1. per i piani e programmi, concernenti i settori "agricolo, forestale, della pesca, energetico, industriale, dei trasporti, della gestione dei rifiuti e delle acque, delle telecomunicazioni, turistico, della pianificazione territoriale o della destinazione dei suoli", qualora costituiscano il presupposto necessario per la realizzazione di opere o interventi soggetti a valutazione di impatto ambientale in base alla normativa vigente;

a.2. per i piani che ineriscano agli ambiti territoriali facenti parte della rete natura 2000 di cui alle Direttive 79/409/CEE e 92/43/CEE (Aree SIC e ZPS);

b) le seguenti tipologie di piani e programmi sono sottoposte a VAS solo ad esito di una valutazione preventiva se il piano o programma possa avere effetti significativi sull'ambiente:

- b.1. i piani e programmi che contengano la definizione del quadro di riferimento per opere ed interventi che possono avere effetti significativi sull'ambiente e sul patrimonio culturale, nonostante non siano sottoposti a valutazione di impatto ambientale;
- b.2. i piani e programmi di cui alle lettere a.1 e a.2 che determinano l'uso di piccole aree a livello locale;
- b.3. le modifiche ai piani e programmi di cui alle lettere a.1 e a.2, solo nel caso in cui possono avere effetti sull'ambiente, ulteriori rispetto a quelli del piano o programma da variare.

La valutazione preventiva deve essere svolta dall'autorità competente all'approvazione del piano o programma, applicando i criteri individuati dall'Allegato II alla Parte Seconda del Decreto 152 (art. 7, comma 5).

Nell'esame dei casi devono essere consultate le "altre autorità, che per le loro specifiche competenze ambientali, possono essere interessate agli effetti sull'ambiente dovuti all'applicazione del piano o del programma oggetto d'esame" (art.7, comma 6).

La modalità più idonea ad assolvere tale attività di consultazione appare lo svolgimento di una conferenza di servizi istruttoria, convocata dal proponente o dall'autorità competente all'approvazione del piano o programma.

L'autorità competente all'approvazione del piano o del programma deve motivatamente dare conto degli esiti della conferenza di servizi di cui si dovrà tener conto ai fini della decisione in merito all'esclusione o meno del piano o programma dalla procedura di VAS.

Le conclusioni di tale valutazione preventiva (tra cui le motivazioni del mancato svolgimento della VAS) devono essere messe a disposizione del pubblico.

Ai sensi dell'art. 52 del Decreto 152 la disciplina relativa alle procedure di VAS non trova applicazione per i procedimenti amministrativi di approvazione di piani e programmi avviati in data antecedente alla data di entrata in vigore del medesimo decreto.

Ai fini della procedura di VAS l'elemento decisivo circa l'applicazione della disciplina della Parte Seconda del Decreto 152 è costituito dalla data in cui è stato assunto l'atto che, secondo la disciplina vigente, avvia formalmente l'iter di formazione e approvazione del piano o programma.

Il Rapporto ambientale costituisce parte integrante dei piani e programmi sottoposti a VAS. Esso deve essere elaborato nella fase antecedente di elaborazione della proposta di piano o programma.

Nell'apposito Allegato I alla Parte Seconda del Decreto 152 sono riportate le informazioni da fornire nel rapporto.

Al rapporto ambientale deve essere allegata una sintesi non tecnica dei contenuti del piano o programma proposto e delle informazioni contenute nel rapporto.

Ai commi 4 e 5 è stabilita la possibilità di svolgimento di una fase preliminare per concordare i contenuti del rapporto ambientale. Una fase analoga a quella di "scoping" prevista per la procedura di VIA. La disposizione appare però oscura nella individuazione dei soggetti.

La modalità che appare, anche in questo caso, maggiormente idonea per lo svolgimento di tale attività preliminare è lo svolgimento di una conferenza di servizi istruttoria, convocata dal proponente o dall'autorità competente all'approvazione del piano o programma.

Sul piano o programma e sul rapporto ambientale vi è l'obbligo di svolgere una attività di consultazione delle autorità ambientali.

La consultazione si svolge sul piano o programma adottato o comunque sulla proposta degli stessi e prima della loro approvazione ed ha riguardo, innanzitutto, alle "altre autorità che, per le loro specifiche competenze ambientali o paesaggistiche, esercitano funzioni amministrative correlate agli effetti sull'ambiente dovuti all'applicazione del piano o del programma".

In secondo luogo, si prevede una consultazione dei cittadini, nella forma della possibile presentazione di osservazioni.

Per rendere effettiva la partecipazione sono stabiliti i seguenti adempimenti:

a) La sintesi non tecnica del rapporto ambientale, con indicazione delle sedi ove può essere presa visione della documentazione integrale deve essere depositata in congruo numero di copie presso gli uffici delle Province e delle Regioni il cui territorio risulti anche solo parzialmente interessato.

b) Dell'avvenuto invio e deposito deve essere data notizia a mezzo stampa secondo le modalità stabilite con apposito regolamento, da emanarsi, entro 90 giorni, con decreto del Ministro dell'Ambiente. Fino all'entrata in vigore del regolamento le pubblicazioni vanno eseguite a cura e spese dell'interessato in un quotidiano a diffusione nazionale ed in un quotidiano a diffusione regionale.

c) Entro il termine di 45 giorni dalla pubblicazione della notizia di avvenuto deposito chiunque ne abbia interesse può prendere visione del piano o programma e del relativo rapporto ambientale depositati e pubblicizzati e può presentare proprie osservazioni al proponente.

I primi due commi dell'art. 12 della Parte Seconda del Decreto 152 descrivono i passaggi logici che portano alla emissione del giudizio di compatibilità ambientale:

a) vanno innanzitutto esaminati e valutati, assieme al piano o programma, il rapporto ambientale i pareri espressi ad esito della consultazione delle altre autorità ambientali e le eventuali osservazioni;

b) in base agli esiti dell'esame e delle valutazioni di cui alla lettera a), l'autorità preposta alla valutazione ambientale, emette il giudizio di compatibilità ambientale del piano o programma.

Ai sensi dell'art. 12, comma 2, della Parte Seconda del Decreto 152, il parere ambientale deve essere emesso entro sessanta giorni a decorrere dalla scadenza del termine per la presentazione delle osservazioni da parte di chiunque vi abbia interesse. Si ritiene che si debba accedere ad una interpretazione volta a ricondurre la norma a legittimità e ritenere che il termine di sessanta giorni decorra dalla data in cui l'autorità preposta alla valutazione ambientale riceve la completa documentazione.

La Parte Seconda del Decreto 152 non indica con quale atto debba essere espresso il giudizio di compatibilità ambientale né l'organo chiamato ad emetterlo. Si ritiene pertanto che l'individuazione del provvedimento e dell'organo che lo deve assumere sia rimessa all'autorità competente, secondo il proprio Statuto.

Fino all'emanazione della legge regionale di recepimento della Parte Seconda del Decreto 152, ai sensi del comma 2 dell'art. 12, l'inutile decorso dei termini per l'emanazione del giudizio di compatibilità ambientale implica l'esercizio del potere sostitutivo da parte del Consiglio dei Ministri, che provvede entro 60 giorni, anche su istanza delle parti interessate, previa diffida all'organo competente ad adempiere (e dunque a concludere la procedura di VAS) entro i successivi 20 giorni.

Applicandosi i principi generali, di rango costituzionale, in materia di poteri sostitutivi, si precisa che:

- la previsione del possibile intervento sostitutivo non esaurisce, allo scadere del termine di novanta giorni, la potestà dell'autorità preposta alla valutazione ambientale a provvedere (tardivamente) ad emettere il giudizio di compatibilità;
- successivamente alla scadenza del termine di novanta giorni il Consiglio dei Ministri può, su propria iniziativa o su richiesta del proponente o di altro soggetto interessato, diffidare formalmente l'autorità preposta alla valutazione ambientale a concludere il procedimento nei successivi 20 giorni, entro detto termine l'autorità può provvedere a concludere il provvedimento ovvero comunicare al Consiglio dei Ministri le ragioni del ritardo;

- trascorso detto termine viene meno la potestà dell'autorità preposta alla valutazione ambientale e comincia a decorrere l'ulteriore termine di sessanta giorni entro il quale il Consiglio dei Ministri può assumere, in via sostitutiva, il provvedimento conclusivo del procedimento;
- trascorso quest'ultimo termine senza alcun provvedimento da parte del Consiglio dei Ministri, il procedimento si conclude, intendendosi emesso, ope legis, un giudizio negativo sulla compatibilità ambientale del piano o programma.

L'atto con il quale l'autorità competente provvede all'approvazione del piano o del programma deve tener conto del parere ambientale conclusivo della VAS. A tal fine il comma 3 dell'art. 12 richiede che il provvedimento di approvazione sia accompagnato da una dichiarazione di sintesi, volta a illustrare "in che modo le considerazioni ambientali sono state integrate nel piano o programma e come si è tenuto conto del rapporto ambientale..., dei pareri espressi"....."nonché le ragioni per le quali è stato scelto il piano o il programma adottato, anche rispetto alle alternative possibili che erano state individuate, ed, infine, le misure adottate in merito al monitoraggio".

Ai sensi dell'art. 13 della Parte Seconda del Decreto 152 i giudizi di compatibilità ambientale e i provvedimenti di approvazione di piani e programmi (comprensivi della dichiarazione di sintesi) devono essere posti a disposizione del pubblico, unitamente alla relativa documentazione, da parte del proponente.

Per evitare un ulteriore aggravamento dei procedimenti amministrativi abilitativi, per effetto dell'introduzione della procedura di VAS, l'art. 33 del Decreto 152 stabilisce un importante principio in merito al raccordo tra VAS e VIA.

Si stabilisce che per progetti di opere ed interventi da realizzarsi in attuazione di piani o programmi già sottoposti a VAS, tutti gli elementi positivamente valutati in sede di VAS o comunque decisi in sede di approvazione del piano o programma "costituiscono dati acquisiti", in sede di esperimento della VIA. In tal modo, per esempio, l'adeguatezza della localizzazione di un'opera o intervento, valutata positivamente in sede di VAS non può essere, di norma, rimessa in discussione in sede di VIA.

L'articolo 23, comma 1, della Parte Seconda del Decreto 152 prevede che siano assoggettati alla procedura di valutazione di impatto ambientale (VIA) i progetti secondo il seguente schema:

- a) la procedura di VIA è necessaria per:
  - i progetti di cui all'elenco A;
  - i progetti di cui all'elenco B qualora questi ultimi ricadano, anche parzialmente in aree naturali protette;
  - i progetti per i quali la procedura di VIA sia prescritta da leggi speciali di settore;
- b) la procedura di verifica (screening) prevista all'art. 32 della Parte Seconda del Decreto 152 è necessaria per i progetti di cui all'elenco B non ricadenti in aree naturali protette, affinché l'autorità competente decida se deve essere effettuata una procedura di VIA;
- c) la procedura di VIA devono essere effettuate per le "modifiche sostanziali" relative alle:
  - tipologie di cui all'elenco A dell'Allegato III alla Parte Seconda del Decreto 152;
  - tipologie di cui all'elenco B dell'Allegato III alla Parte Seconda del Decreto 152 che ricadano, anche parzialmente, all'interno di aree naturali protette.

Si ricorda che per "modifica sostanziale" ai sensi dell'art. 5, comma 1, lettera g), si intende "l'intervento su un'opera già esistente dal quale derivi un'opera con caratteristiche sostanzialmente diverse dalla precedente; per le opere o interventi per i quali nell'Allegato III alla parte seconda del presente decreto sono fissate soglie dimensionali, costituisce modifica sostanziale anche l'intervento di ampliamento,

potenziamento od estensione qualora detto intervento, in sé considerato, sia pari o superiore al 30% di dette soglie”.

Negli Elenchi A (progetti soggetti a VIA) e B [progetti soggetti a procedura di verifica (screening)] dell'Allegato III alla Parte Seconda del Decreto 152 mancano numerose tipologie progettuali previste dalla Direttiva 85/337/CEE e successive modifiche ed integrazioni.

Le difformità dall'Allegato I della Direttiva, relativa ai progetti assoggettati a procedura di VIA, della Parte Seconda del Decreto 152 riguardano 3 categorie progettuali.

Per tali categorie progettuali, indicate nell'ALLEGATO A al presente atto, è necessario effettuare la procedura di VIA oltre le soglie dimensionali indicate nell'Allegato I della Direttiva 85/337/CEE, secondo quanto specificato nei presenti indirizzi.

Le difformità dall'Allegato II della Direttiva, relativa ai progetti assoggettati a procedura di Screening, della Parte Seconda del Decreto 152 (che ampliano ulteriormente le difformità già contestate dalla Commissione europea) riguardano 28 categorie progettuali.

Si ritiene, inoltre necessario, fermo restando l'obbligo di effettuazione della procedura di VIA per i casi di “modifiche sostanziali”, applicare quanto disposto dall'art. 4, comma 1, della L.R. 9/99, al fine di applicare quanto previsto all'ultimo punto dell'Allegato II della Direttiva 85/337/CEE.

Per tutte queste tipologie progettuali (previste nella Direttiva 85/337CEE, nonché nella L.R.9/99) è necessario effettuare la procedura di VIA o la procedura di verifica (screening).

Si sottolinea, infine, che la Corte di Giustizia europea con sentenza del 23 novembre 2006 (Causa C-486/06) ha condannato l'Italia per l'esclusione degli impianti di recupero di rifiuti soggetti alle procedure semplificate dalla effettuazione delle procedure in materia di VIA.

Ai sensi dell'art. 52, comma 2, del Decreto 152, tutti i procedimenti amministrativi in corso alla data di entrata in vigore della Parte Seconda del Decreto 152 cioè tutti i procedimenti per i quali a tale data sono state presentate le relative istanze introduttive da parte dell'interessato, si concludono in conformità alle normative previgenti.

Tutte le procedure di verifica (screening) e tutte le procedure di VIA in corso antecedentemente alla data del 31 luglio 2007, cioè quelle per le quali antecedentemente alla stessa data del 31 luglio 2007 sia stata presentata la domanda da parte del proponente, si concludono in ogni caso ai sensi delle disposizioni di cui alla L. R. 9/99 e successive modifiche ed integrazioni.

Si sottolineano 2 aspetti:

1) fa fede la data (anteriore al 31 luglio 2007) di ricevimento da parte dell'autorità competente, ovvero dallo Sportello Unico comunale, della domanda relativa alle procedure di verifica (screening) ed alle procedure di VIA inviata dal proponente; in altri termini non si prende a riferimento la data di pubblicazione dell'avviso di avvenuto deposito nel Bollettino Ufficiale della Regione;

2) in tale salvaguardia dei procedimenti amministrativi in corso antecedentemente alla data del 31 luglio 2007 rientrano a pieno titolo tutti i casi in cui sia già stata sia stata presentata dal proponente la domanda di attivazione della fase di "Definizione dei contenuti del SIA (scoping)".

Tale salvaguardia, quindi, opera ovviamente anche per tutte la fasi di “scoping” già concluse in data anteriore al 31 luglio 2007 e rispetto alle quali il proponente non ha ancora provveduto ad inviare gli elaborati per la procedura di VIA.

Gli articoli 25, 35 e 42 della Parte Seconda del Decreto 152 stabiliscono la competenza allo svolgimento delle procedure di verifica (screening) e delle procedure di VIA come segue:

a) per i progetti di opere ed interventi

sottoposti ad autorizzazione alla costruzione o all'esercizio da parte di organi dello Stato,

localizzati sul territorio di più regioni, o

che possano avere impatti ambientale rilevanti sui più regioni,

l'autorità competente è individuata nel Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di concerto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali;

b) negli altri casi all'autorità individuata dalla Regione o Provincia autonoma con propria legge.

Secondo queste disposizioni la individuazione dell'autorità competente può avvenire esclusivamente, caso per caso, verificando l'occorrenza delle condizioni citate. Tale individuazione caso per caso è rafforzata dalla individuazione di un unico Elenco A (progetti soggetti a VIA) ed un unico Elenco B [progetti soggetti a procedura di verifica (screening)] nell'Allegato III del Decreto 152.

Appare evidente come la individuazione dei criteri di riparto della competenza troppo vaghi e che richiedono un apprezzamento discrezionale sul singolo caso specifico potranno essere causa di errori applicativi e di contenzioso.

È, quindi, necessario fornire indicazioni concrete per individuare in modo preventivo e certo l'autorità competente. A tal fine si indicano i seguenti elementi.

1) Quanto al primo criterio secondo cui la competenza è statale per i progetti di opere ed interventi "sottoposti ad autorizzazione statale" si osserva che l'art. 35, comma 1, lettera a), del Decreto 152 specifica che detta competenza si incardina nello Stato nei casi in cui spetti ad una amministrazione statale "l'autorizzazione alla costruzione o all'esercizio" dell'opera o intervento soggetto a VIA .

È agevole, dunque, sostenere che la competenza per le procedure di VIA e per le procedure di verifica (screening) si incardina presso l'amministrazione statale, quando un organo della stessa è chiamata ad emettere l'atto che abilita alla realizzazione del progetto od all'esercizio dell'opera che si va a realizzare.

Al di là dell'incerto tenore letterale della disposizione, si deve ritenere, dunque, che siano di competenza statale i progetti di opere o interventi normalmente denominati di "interesse statale", cioè quelli per i quali una espressa previsione legislativa riserva allo Stato l'approvazione del progetto ovvero l'assunzione di ogni altro atto che abilita alla sua realizzazione.

La competenza alla effettuazione delle procedure di verifica e delle procedure di VIA è, quindi, statale quando le vigenti norme prevedono il rilascio di un atto denominato "autorizzazione" alla costruzione o all'esercizio da parte di organi dello Stato. A titolo esemplificativo:

- Centrali termiche con potenza superiore a 300 MW;
- Costruzione di tronchi ferroviari a grande distanza;
- Costruzione di autostrade;
- Costruzioni di elettrodotti rientranti nella rete di trasmissione nazionale;
- Costruzione di strade extraurbane statali (dell'ANAS);
- Categorie di impianti elencati nell'Allegato V del D. Lgs. 59/05.

2) La competenza alla effettuazione delle procedure di verifica e delle procedure di VIA è statale quando il progetto, elencato negli Elenchi A (progetti soggetti a VIA) e B (progetti soggetti a procedura di verifica (screening)) dell'Allegato III alla Parte Seconda del Decreto 152, è localizzato sul territorio di più di una regione (oltre quando il progetto è localizzato sul territorio di più stati membri della Unione europea).

3) La competenza alla effettuazione delle procedure di verifica e delle procedure di VIA è statale quando il progetto può avere, come specificato dall'art. 4, comma 4, della Parte Seconda del Decreto 152, un impatto importante sull'ambiente di più di una regione (oltre quando il progetto può avere un impatto transfrontaliero).

4) In tutti gli altri casi la competenza alla effettuazione delle procedure di verifica (screening) e delle procedure di VIA è affidata alla Regione ed agli Enti locali.

La Parte Seconda del Decreto 152 si integra con la normativa previgente in quanto compatibile. È pertanto necessario ricostruire la disciplina applicabile in relazione alle procedure in materia di valutazione di impatto ambientale.

Va ricostruito quali norme sostanziali e procedurali della Parte Seconda del Decreto 152 debbano essere applicate per tutte le tipologie progettuali indicate negli Elenchi A (progetti soggetti a VIA) e B [progetti soggetti a procedura di verifica (screening)] dell'Allegato III alla Parte Seconda del Decreto 152 nonché per tutte tipologie progettuali previste nella Direttiva 85/337CEE.

I termini per lo svolgimento delle procedure di VIA (tenendo conto delle eventuali interruzioni e sospensioni) sono di 90 giorni, come disposto dall'art. 31, comma 1, della Parte Seconda del Decreto 152. "In casi di particolare rilevanza" è possibile prorogare i termini del procedimento fino ad un massimo di 60 giorni ai sensi dell'art. 44 del Decreto 152. Secondo i principi generali, detta proroga può essere formalmente stabilita dall'autorità competente e comunicata al proponente prima della scadenza del termine ordinario del procedimento (meglio se all'avvio dello stesso), attraverso un provvedimento motivato, con riferimento alla particolare rilevanza e complessità del progetto e dei connessi impatti ambientali ovvero per la presenza di particolari esigenze istruttorie.

In assenza di una legge regionale specifica, trova applicazione quanto disposto dall'art. 31, comma 2, della Parte Seconda del Decreto 152. L'inutile decorso dei termini della procedura di VIA implica l'esercizio del potere sostitutivo da parte del Consiglio dei Ministri che provvede entro 60 giorni, anche su istanza delle parti interessate, previo diffida dell'organo competente ad adempiere (e dunque a concludere la procedura di VIA) entro 20 giorni.

Applicandosi i principi generali, di rango costituzionale, in materia di poteri sostitutivi, si precisa che:

- la previsione del possibile intervento sostitutivo non esaurisce, allo scadere del termine di novanta giorni, la potestà dell'autorità competente a provvedere (tardivamente) sulla istanza di VIA;
- successivamente alla scadenza del termine di novanta giorni il Consiglio dei Ministri può, su propria iniziativa o su richiesta del proponente o di altro soggetto interessato, diffidare formalmente l'autorità preposta alla valutazione ambientale a concludere il procedimento nei successivi 20 giorni;
- entro detto termine l'autorità può provvedere a concludere il procedimento ovvero comunicare al Consiglio dei Ministri le ragioni del ritardo;
- trascorso detto termine viene meno la potestà dell'autorità preposta alla valutazione ambientale a provvedere e comincia a decorrere l'ulteriore termine di sessanta giorni entro il quale il Consiglio dei Ministri può assumere, in via sostitutiva, il provvedimento conclusivo del procedimento, tenendo conto delle eventuali deduzioni della stessa autorità;
- trascorso quest'ultimo termine senza alcun provvedimento da parte del Consiglio dei Ministri, il procedimento si conclude, intendendosi emesso, ope legis, un giudizio negativo sulla compatibilità ambientale del progetto.

L'obbligo di effettuare una procedura di VIA per una modifica sostanziale, ai sensi dell'art. 23, comma 3 del Decreto 152, quando tale modifica costituisca un intervento di ampliamento, potenziamento od estensione, che, in sé considerato, sia pari o superiore al 30% delle soglie previste dall'Elenco A dell'Allegato III alla Parte Seconda del Decreto 152 e negli Allegati A.1, A.2 e A.3 della L. R. 9/99 nonché, qualora l'intervento ricada, anche parzialmente, all'interno di aree naturali protette, delle soglie

previste dall'elenco B dell'Allegato III alla Parte Seconda del Decreto 152 e negli Allegati B.1, B.2 e B.3 della L. R. 9/99.

Ai sensi dell'art. 32 del Decreto 152, per la Procedura di verifica (screening) "l'autorità competente deve pronunciarsi entro 60 giorni".

In altre parole tutte le Procedure di verifica devono concludersi entro 60 giorni con un motivato atto espresso. Tale termine è ordinatorio: infatti non vi sono previsioni di conseguenze all'inutile decorso di tale termine.

Qualora l'autorità competente ravvisi la opportunità di disporre lo svolgimento di una "inchiesta pubblica" vadano applicate le disposizioni di cui all'art. 29, commi 2 e 3, della Parte Seconda del Decreto 152.

Si sottolinea il fatto che tali disposizioni prevedono che l'inchiesta pubblica si concluda entro 60 giorni dalla sua indizione e che la sua effettuazione sospende i termini procedurali (90 giorni) di conclusione della procedura di VIA.

Ai sensi dell'art. 23, comma 4, della Parte Seconda del Decreto 152, possono essere esclusi dalla procedure di VIA, a giudizio dell'autorità competente i seguenti progetti:

"a) i progetti relativi ad opere ed interventi destinati esclusivamente a scopi di difesa nazionale;

b) i progetti relativi ad opere ed interventi destinati esclusivamente a scopi di protezione civile, oppure disposti in situazioni di necessità e d'urgenza a scopi di salvaguardia dell'incolumità delle persone da un pericolo imminente o a seguito di calamità;

c) i progetti relativi ad opere di carattere temporaneo, ivi comprese quelle necessarie esclusivamente ai fini dell'esecuzione di interventi di bonifica autorizzati."

Si evidenzia che, ai sensi dell'art. 23, comma 5, della Parte Seconda del Decreto 152, deve essere sempre effettuata la procedura di verifica (screening) aggravata dall'obbligo di comunicare alla Commissione europea dei motivi dell'eventuale esclusione del progetto dalla procedura di VIA.

La procedura di VIA, ai sensi dell'art. 5, comma 1, lett. e) del Decreto 152, viene eseguita sul "progetto preliminare". Quindi, ai sensi dell'art. 31, il "giudizio di compatibilità ambientale" non comprende o sostituisce altri atti autorizzativi necessari per la realizzazione del progetto. Infatti tale coordinamento è possibile solo sul "progetto definitivo", poiché le vigenti norme prevedono tale definizione progettuale per il rilascio di altri atti autorizzativi.

L'art. 45 del Decreto 152 prevede che le Regioni definiscano le modalità per l'armonizzazione, il coordinamento e, se possibile, l'integrazione della procedura di VIA con le procedure ordinarie di assenso alla realizzazione dei progetti.

Il combinato disposto di tali previsioni implica 2 casi, :

a) nel caso il proponente presenti esclusivamente il progetto preliminare, le procedure di VIA non potranno conseguire il coordinamento e l'integrazione con le altre procedure autorizzative. Quindi la procedura di VIA si concluderà esclusivamente con un giudizio sull'impatto ambientale, rilasciato tenendo conto, ai sensi di quanto disposto dall'art. 29, comma 1, del Decreto 152, dei pareri forniti sul progetto definitivo dalle pubbliche amministrazioni interessate, fermo restando la necessità del rilascio di tutti gli altri atti autorizzativi o di assenso comunque denominati per la realizzazione del progetto;

b) nel caso il proponente presenti il progetto definitivo e faccia esplicita richiesta in tal senso, la procedura di VIA potrà conseguire il coordinamento e l'integrazione con le altre procedure autorizzative.

L'iter esposto e la normativa associata esprimono quindi la necessità di adottare uno schema operativo integrato della documentazione da predisporre per seguire coerentemente l'intero percorso.

Su questa strada si muovono la maggior parte degli studi legati alla documentazione di Valutazione ambientale.

Il contenuto tende quindi prevedere che tutti gli ambiti debbano essere analizzati in chiave prospettica, utilizzando valutazioni coerenti di scenario in grado di interagire in una visione complessiva di intervento.

#### 4.1.2 La metodologia: la coerenza esterna e la valutazione integrata degli effetti

Nella tabella di valutazione vengono riportati i potenziali effetti che è necessario considerare per effettuare una valutazione integrata della tipologia di impianto. La griglia è suddivisa in: "Macrotemi"- "Sottotemi"- "Aspetti da valutare". I "Macrotemi" si riferiscono agli aspetti più generali da considerare nell'ambito della valutazione; i "Sottotemi" dettagliano i macrotemi in modo più specifico individuando i sottoambiti di analisi; gli "Aspetti da valutare" riportano i potenziali singoli elementi da verificare e quantificare al fine di giungere ad una valutazione complessiva del macrotema.

La check-list che solitamente viene elaborata per la realizzazione di tali studi, evidenzia tutti gli aspetti di carattere esterno che possono avere effetti ambientali, sociali ed economici, mentre si rinvia alla procedura di valutazione di impatto ambientale per verificare, tutte le pressioni di tipo ambientale evidenziando eventuali carenze conoscitive e progettuali. Tale check-list non ha quindi la pretesa di esaustività in tema di impatto integrato, limitandosi a porre l'attenzione su quelli che sono fattori di alterazione generati dalla presenza stessa di tale tipologia di opere; queste alterazioni saranno più o meno consistenti a seconda delle scelte progettuali fatte, delle tecnologie usate nonché delle soluzioni mitigatorie proposte.

##### **Tablelle di valutazione: la coerenza esterna e la valutazione integrata degli effetti**

<b>Tem</b>	<b>Elementi di valutazione</b>
a) Il mercato del gas naturale	Analisi del fabbisogno Dotazione infrastrutturale Prospettive future (sicurezza e diversificazione dell'approvvigionamento energetico)
b) Normativa ed orientamenti europei	Direttiva 98/30/CE, Direttiva 2003/55/CE, Decisione 1229/2003/CE, documenti di indirizzo in materia energetica, Direttiva CE 42/2001, Protocollo di Kyoto, D.lgs 152/06
c) Pianificazione energetica	Pianificazione energetica nazionale Pianificazione energetica regionale Piano di Indirizzo Territoriale della Regione Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia
d) Pianificazione territoriale e di settore di livello locale	Piano Strutturale dei comuni interessati ; Regolamento Urbanistico/PRG
e) Responsabilità sociale	Norme che regolano il rapporto con i lavoratori (dimensione interna) Rapporto con le comunità locali (dimensione esterna) Convenzioni e standard internazionali sugli aspetti etici e sociali (in particolare il rispetto dei diritti fondamentali dei lavoratori e dei minori)

Valutazione integrata degli effetti potenziali		
Tem	Sottotemi	Elementi di valutazione degli effetti potenziali
1)Aspetti economici	Sistema produttivo locale	Effetti sulle attività portuali
		Interazione con altri progetti o attività economiche locali
		Indotto generato nelle fasi di cantiere, esercizio, manutenzione
		Interazione con altri progetti a carattere energetico
	Attività turistica	Area di interdizione/danno dell'impianto e/o delle opere accessorie
		Impatto visivo dei terminali con i relativi serbatoi di stoccaggio e le strutture di supporto
		Incremento della torbidità dell'acqua nella fase di cantiere
		Possibili fenomeni di risospensione di contaminanti
	Attività della pesca	Area di interdizione/danno dell'impianto e/o delle opere accessorie
		Traffico di metaniera indotto dalla realizzazione dell'impianto
		Traffico a servizio del terminale
		Incremento della torbidità dell'acqua nella fase di cantiere
	Dinamiche locali di mercato	Possibili fenomeni di risospensione di contaminanti
Accordi per la riduzione dei prezzi del gas per cittadini ed aziende		
Trasformazioni societarie e nuovi ingressi nel mercato		
2)Aspetti sociali	Mercato del lavoro	Partecipazione dei clienti all'iniziativa
		Occupazione generata in fase di cantiere
		Occupazione generata in fase di esercizio
3)Aspetti ambientali	Paesaggio	Occupazione generata dalle attività economiche indotte
		Terminale e serbatoi di stoccaggio del GNL
	Popolazione e salute	Strutture di supporto al terminale
		Qualità dell'ambiente e tutela della salute
	Flora, fauna e biodiversità	Alterazione/distruzione di capitale naturale
		Degrado habitat naturali e/o perdita di biodiversità
	Suolo	Occupazione di suolo
		Produzione di rifiuti (in cantiere e in esercizio)
	Acqua	Impiego di acqua marina nel processo di rigassificazione
		Rilascio di biocidi dalle vernici antivegetative degli scafi e i serbatoi delle navi
		Scarico reflui civili e di cantiere del terminale
		Intorbidimento e risospensione contaminanti in fase di cantiere
		Prelievo e consumo idrico per usi civili e per le attività di cantiere
		Rumore generato in fase di cantiere ed in fase di esercizio
	Aria e fattori climatici	Emissioni dell'impianto di rigassificazione
		Emissioni dei mezzi navali
		Emissioni in atmosfera durante la fase di cantiere (polveri, prodotti di combustione)
Emissioni acustiche in fase di cantiere ed esercizio		
Patrimonio culturale	Danni strutturali	
	Alterazione dei materiali	
	Effetti sul valore storico-culturale delle opere	
Rischio di incidente rilevante	Rischi connessi alle quantità di sostanze presenti nell'impianto	
	Tecnologie adottate per la prevenzione e protezione da rischio di incidente rilevante	
	Localizzazione rispetto ai centri abitati o aree sensibili	
	Rischi connessi a fenomeni meteomarinari	
4)Aspetti infrastrutturali	Sistema infrastrutturale	Interferenze con le infrastrutture di trasporto
		Interazione con il sistema dei servizi di rete
	Dismissione e recupero	Smaltimento dei materiali
		Ripristino dell'area

## 4.2 Il modello input-output per la provincia di Brindisi

L'impatto socioeconomico sul territorio brindisino indotto dalla creazione e dall'attività di un nuovo terminal LNG nell'area portuale può essere stimato ricorrendo alle tavole input-output. Le tavole input-output, descrivendo i flussi intersettoriali di un'economia, sono uno strumento particolarmente efficace per la valutazione degli effetti diretti e indiretti di nuove attività economiche.

Le tavole input-output nazionali vengono redatte periodicamente dall'Istat, mentre a livello regionale o interregionale le tavole vengono compilate da istituti regionali. In particolare la matrice input-output utilizzata nello studio d'impatto del rigassificatore Brindisi LNG, è la tavola provinciale della Provincia di Brindisi calcolata da Nomisma a partire dalla tavola uniregionale della Puglia compilata dall'Irpet, costituita da 30 settori e relativa al 2003. Questa matrice è perfettamente coerente con i dati dei conti economici provinciali ISTAT per lo stesso anno ed è aggiornata al 2006 per tenere conto delle modificazioni intervenute nell'economia provinciale negli anni successivi.

La tavola intersettoriale descrive sia gli input di beni intermedi e fattori primari associati alla produzione di ogni settore, sia gli output di beni destinati ad altri settori produttivi o alla domanda finale, raccogliendo tutte le transazioni che si sono verificate nel corso del 2003 tra i vari gruppi di operatori, e si presenta sotto forma di una tabella a doppia entrata composta da tre sezioni<sup>18</sup>.

A partire dagli elementi  $x_{ij}$  della sezione interna della matrice, vengono calcolati i coefficienti di spesa e quelli di attivazione. I coefficienti di spesa  $a_{ij}$  indicano la quantità di beni prodotti dal settore  $i$  necessari a ottenere un'unità di produzione del settore  $j$  e sono calcolati come<sup>19</sup>:

$$a_{ij} = x_{ij} / X_j. \quad (i)$$

Se si ipotizzano coefficienti di spesa costanti, risulta che i flussi intersettoriali dal settore  $i$  al settore  $j$  dipendono interamente dall'output del settore  $j$ . Si ha la relazione:

$$[x_{ij}] = [a_{ij}] * [X_j], \quad (ii)$$

per cui la domanda di beni intermedi associata ad un certo livello di produzione può essere determinata moltiplicando la matrice dei coefficienti di spesa  $[a_{ij}]$  per il vettore della produzione  $[X_j]$ .

La condizione di costanza nel tempo dei coefficienti di spesa, o di costanza della struttura degli scambi, a sua volta esige: l'invarianza dei processi tecnologici,

<sup>18</sup> I dati che figurano lungo la riga  $i$  rappresentano la ripartizione della produzione della branca  $i$  fra consumi intermedi e domanda finale, mentre i dati allineati lungo la colonna  $j$  indicano gli impieghi da parte della branca  $j$  di prodotti o servizi forniti dalle altre branche e i contributi delle componenti primarie della produzione.

<sup>19</sup> Solitamente le tavole sono espresse in valore monetario, data la carenza di dati in quantità fisica e la necessità di raggruppare beni tra loro non omogenei. Nelle tavole nazionali e regionali italiane i flussi intersettoriali, così come i coefficienti di spesa, vengono dunque espressi in euro.

l'omogeneità dei settori, l'assenza di sostituzione dei beni e dei fattori fra di loro. Queste limitazioni possono risultare pesanti quando il periodo di riferimento non è breve.

Dalla matrice dei coefficienti di spesa può essere derivata la matrice dei coefficienti di fabbisogno diretto e indiretto di input (o coefficienti di attivazione), attraverso cui è possibile determinare il valore della produzione – e del valore aggiunto – associato a un certo livello di domanda finale, che, come detto, è composta da consumi finali ed investimenti.

Detti  $[\alpha_{ij}]$  la matrice dei coefficienti di attivazione,  $[Z_i]$  il vettore della domanda finale e  $[X_i]$  il vettore della produzione si ha la relazione:

$$[X_i] = [\alpha_{ij}] * [Z_i]. \quad (iii)$$

Il generico coefficiente  $\alpha_{ij}$  della matrice  $[\alpha_{ij}]$  quantifica il fabbisogno di beni prodotti dalla branca  $i$  attivato da un euro di domanda finale di produzione interna del settore  $j$ , sia direttamente (in quanto il bene  $i$  è un input di  $j$ ), sia indirettamente (in quanto la produzione del bene  $j$  si riversa su tutti gli altri settori a esso collegato  $i$  quali, a loro volta abbisognano di quantità del bene  $i$ ).

Pertanto, data l'ipotesi fondamentale secondo cui i coefficienti di spesa, e dunque i coefficienti di attivazione, rimangono costanti per un certo lasso di tempo la (iii) può essere utilizzata per valutare l'effetto di un aumento dei consumi o degli investimenti sull'economia considerata. Tale valutazione è resa possibile dalla ipotesi di coefficienti costanti, poiché questa consente di rappresentare lo stato della tecnica di produzione locale assumendo che i flussi di spesa sostenuti da ciascun settore per l'acquisto degli input necessari al proprio processo produttivo siano una quota costante della propria produzione.

Fatte queste premesse, la valutazione dell'impatto socio economico del rigassificatore avviene separatamente per la fase di investimento e costruzione e per quella operativa, in cui l'impianto è a regime.

Gli scenari di impatto sono stati realizzati con l'obiettivo di contestualizzare l'investimento della costruzione del rigassificatore all'interno della programmazione delle politiche pubbliche per la provincia di Brindisi. Entro questo periodo l'impianto sarà senz'altro realizzato.

In assenza di ostacoli ed impedimenti all'attività di costruzione i tempi previsti per la conclusione dei lavori dell'impianto indicano nel 2010 la data ultima.

Ai fini della costruzione degli scenari 1 e 1a, la data di conclusione dei lavori per la costruzione è indifferente purché si collochi all'interno del periodo di programmazione della spesa pubblica per lo sviluppo della provincia di Brindisi.

Viceversa per la costruzione dello scenario A, relativo agli effetti sull'economia del territorio della presenza delle attività a regime dell'impianto di rigassificazione, si è rivelato necessario individuare come primo anno utile quello in cui si fossero esauriti gli

effetti dell'investimento sia pubblico che privato legato alla costruzione del rigassificatore. Tale anno è stato individuato nel 2014.

### **4.3 La valutazione della Fase di Investimento**

Nella prima fase di valutazione viene effettuata l'analisi d'impatto dell'investimento associato alla creazione del terminale di rigassificazione nel porto di Brindisi.

Per valutare l'impatto di tale investimento si rende necessario costruire uno scenario di riferimento. Lo scenario di riferimento, o scenario base, vuole rappresentare la situazione dell'economia locale di Brindisi prodotta dalle politiche per lo sviluppo del territorio, prodotta cioè dall'assegnazione di fondi strutturali impegnati per il periodo 2007-2013 e inseriti nel POR (Piano operativo regionale).

#### **4.3.1 Descrizione degli scenari**

L'analisi dunque prevede la valutazione di vari scenari.

- Lo Scenario base, definito Scenario 0, è conseguente all'impiego di risorse pubbliche destinate alla provincia di Brindisi in base al Programmazione pubblica per il periodo 2007-2013;
- Lo Scenario 1, deriva dall'impiego parallelo delle risorse della Programmazione pubblica e dell'investimento privato di Brindisi LNG destinato alle imprese locali che si occupino della creazione dell'impianto di rigassificazione nel porto di Brindisi.
- L'analisi contiene inoltre la valutazione di un terzo scenario, Scenario 1a, derivante dall'ipotesi secondo cui la parte di investimento Brindisi LNG che attiva l'economia locale è più elevata di quanto supposto nello Scenario 1. Le attività di costruzione, affidate ad imprese esterne alla realtà locale hanno comunque un impatto sul sistema economico locale

L'impatto socio-economico dell'impianto viene perciò valutato confrontando i risultati associati ai vari scenari; tali risultati sono espressi in termini di incremento di valore aggiunto ed occupazione provinciali. I confronti tra gli scenari, pertanto, saranno espressi in termini di differenziali di valore aggiunto e occupati.

Nel seguito si descrivono caratteristiche e modalità di valutazione dei suddetti scenari.

#### **Scenario 0**

Per ottenere uno scenario di riferimento al 2013 viene stimato l'impatto della spesa pubblica per lo sviluppo della regione Puglia prevista all'interno dei diversi documenti di programmazione e di impegno di risorse finanziarie per il periodo 2007-2013, considerato che la pianificazione dei fondi si protrae fino al 2013 e la spesa fino al 2015.

Le politiche regionali di sviluppo sono finanziate con risorse per investimenti, in infrastrutture e acquisizione di beni e servizi materiali e immateriali, e attraverso trasferimenti alle imprese –incentivi -, aggiuntive rispetto alle risorse ordinarie in conto

capitale, specificamente rivolte al superamento dei ritardi strutturali dei territori e ad innescare processi virtuosi di sviluppo dell'economia locale.

Le fonti finanziarie per l'attuazione di tali politiche oggi sono principalmente due:

- le risorse nazionali del Fondo Aree Sottoutilizzate, che costituisce dal 2003 lo strumento generale della nuova politica regionale nazionale, in cui convergono tutte le risorse aggiuntive nazionali previste da vari strumenti legislativi e interventi, sia a gestione centrale che regionale, determinate annualmente nella legge finanziaria e successivamente ripartite dal Cipe sui vari strumenti legislativi;
- le risorse comunitarie dei Fondi Strutturali provenienti dal bilancio comunitario e quelle del loro cofinanziamento nazionale del Fondo di Rotazione<sup>21</sup> (alimentato anch'esso annualmente con legge Finanziaria).

A partire dalla finanziaria 2007 la programmazione FAS copre l'arco temporale 2007-2013 coincidente con il ciclo della nuova programmazione dei Fondi Strutturali.

La definizione delle risorse del fondo deriva dalle previsioni contenute nel cosiddetto Quadro Finanziario Unico, strumento per programmare e verificare il complesso della spesa in c/capitale della Pubblica Amministrazione. La programmazione unitaria basata sull'utilizzo integrato del complesso delle risorse (per le aree sottoutilizzate, risorse ordinarie, risorse comunitarie e relativo cofinanziamento nazionale) consente di elaborare più precise previsioni di spesa, compresa una stima della spesa derivante dall'attuazione degli interventi relativi alle risorse Fas già assegnate e che saranno realizzati nel 2007- 2013.

Il Quadro Strategico nazionale 2007-2013 definisce la strategia unitaria (Stato centrale e Regioni) per la politica regionale concentrata su quattro macro obiettivi - sviluppare circuiti della conoscenza; qualità della vita, sicurezza e inclusione sociale; filiere produttive, servizi e concorrenza; internazionalizzazione e modernizzazione - e ripartisce le risorse destinate agli investimenti nel Mezzogiorno su ambiti tematici prioritari di intervento: formazione e istruzione; ricerca e innovazione; sviluppo sostenibile; servizi per la qualità della vita, sicurezza e legalità; risorse naturali, culturali e turismo; infrastrutture per la mobilità; competitività dei sistemi produttivi e occupazione; città e sistemi urbani; internazionalizzazione; governance, capacità istituzionali e mercati concorrenziali.

Rispetto alla precedente programmazione si osservano i seguenti incrementi relativi alle priorità tematiche:

- la valorizzazione delle risorse umane vale a dire formazione, istruzione ecc..(il peso percentuale passa dal 4,8 al 9%) e segnatamente per l'istruzione (dall'1 al 5%);
- la ricerca e l'innovazione per la competitività (dal 9 al 14%);

---

<sup>20</sup> Legge 289/2002 e Legge 350/2003.

<sup>21</sup> Legge 183/1987.

- un uso sostenibile delle risorse ambientali (dal 10 al 16%);
- l'inclusione sociale e i servizi per la qualità della vita e l'attrattività territoriale (dal 3 al 9% circa);
- la competitività e l'attrattività delle città e dei sistemi urbani (dal 2,6 al 7,2%);
- la valorizzazione delle risorse naturali culturali e per il turismo (dall' 8 a 9%).

Nel quadro delle direttrici di sviluppo e dei temi prioritari è poi declinata la programmazione unitaria regionale. La dotazione Fas per la Puglia nel periodo 2007 - 2013, al netto dell'accantonamento della riserva di programmazione del 30%, calcolata secondo i criteri stabiliti nel QSN, è riportata in tabella.

Tab. 1 Riparto risorse FAS destinata alla Regione Puglia.

Tavola - FONDO AREE SOTTOUTILIZZATE - SETTORE 4 <sup>1</sup> (milioni di euro) nazionale					
	2007	2008	2009	2010 e successivi	Totale
Totale dotazione del FAS anno 2007*	3.457,1	4.132,8	9.102,1	67.005,5	83.697,6
accantonamento 30%	1.037,1	1.239,9	2.730,6	20.101,6	25.109,3
Di cui	2.420,0	2.893,0	6.371,5	46.903,8	58.588,3
Centro nord	363,0	433,9	955,7	7.035,6	8.788,2
Mezzogiorno	2.057,0	2.459,0	5.415,7	39.868,3	49.800,1
Quota di riparto Puglia milioni di Euro	372,5	445,3	980,8	7.220,1	9.018,8
*al netto di Interreg					

La dotazione Fas è stata poi ripartita per le priorità di intervento secondo le percentuali indicative del Quadro Strategico Nazionale.

Tab. 2 Ripartizione risorse Fas per area tematica di intervento.

Priorità del QSN	2007	2008	2009	2010 e successivi
Miglioramento e valorizzazione delle risorse umane	33.527.053,07	40.079.930,58	88.271.275,01	649.812.876,50
di cui istruzione	18.626.140,60	22.266.628,10	49.039.597,23	361.007.153,61
Promozione, valorizzazione e diffusione della ricerca e della innovazione per la competitività	52.153.193,67	62.346.558,68	137.310.872,24	1.010.820.030,11
Uso sostenibile ed efficiente delle risorse naturali per lo sviluppo	58.858.604,29	70.362.544,79	154.965.127,25	1.140.782.605,41
di cui energia rinnovabile e risparmio energetico	7.450.456,24	8.906.651,24	19.615.838,89	144.402.861,44
territorio	32.782.007,45	39.189.265,45	86.309.691,12	635.372.590,35
di cui sicurezza	5.215.319,37	6.234.655,87	13.731.087,22	101.082.003,01
sviluppo	33.527.053,07	40.079.930,58	88.271.275,01	649.812.876,50
di cui attrattori culturali e turismo	8.568.024,67	10.242.648,93	22.558.214,73	166.063.290,66
Reti e collegamenti per i trasporti	63.328.878,03	75.706.535,53	166.734.630,58	1.227.424.322,27
Competitività dei sistemi produttivi e occupazione	59.603.649,91	71.253.209,91	156.926.711,13	1.155.222.891,55
Competitività e attrattività delle città e dei sistemi urbani	26.821.642,46	32.063.944,46	70.617.020,01	519.850.301,20
Apertura internazionale e attrazione di investment, consumi e risorse idriche	4.470.273,74	5.343.990,74	11.769.503,34	86.641.716,87
Governance, capacità istituzionali e mercati concorrenziali ed efficaci	7.450.456,24	8.906.651,24	19.615.838,89	144.402.861,44
	<b>372.522.811,94</b>	<b>445.332.561,97</b>	<b>980.791.944,59</b>	<b>7.220.143.072,21</b>

Fonte: Elaborazione da dati del rapporto annuale 2006 Dipartimento per le politiche di sviluppo e di coesione e del Quadro finanziario Unico 2007-2013

A partire da questa ripartizione le risorse sono state assegnate ai settori Ateco 2002 In alcuni casi l'operazione si è rivelata relativamente semplice perché l'indicazione del settore di destinazione è esplicitato nell'ambito tematico di intervento, per esempio l'istruzione, in altri sono state assunte delle ipotesi di assegnazione tra più settori a partire dall'esame delle singole tipologie di interventi già finanziati da delibere Cipe o programmate, ad esempio le risorse previste nella priorità "Reti e collegamenti per

trasporti” sono state assegnate in misura prevalente al settore delle costruzioni e in misura marginale al settore dei trasporti, in quanto la maggior parte degli interventi programmati ha carattere infrastrutturale e coinvolge direttamente il settore delle costruzioni. Le risorse allocate alla priorità 7 - “Competitività dei sistemi produttivi e occupazione” sono state invece ripartite proporzionalmente al peso dei settori nel sistema produttivo provinciale, a sua volta determinato in base alla distribuzione settoriale delle imprese attive. Una volta assegnate le risorse ai settori, secondo tali criteri, si è assunto che una parte di queste, programmate per il periodo 2007-2013, verrà effettivamente spesa nel biennio successivo. Benché nella Finanziaria 2007 le previsioni di spesa Fas risultino più contenute rispetto alle ultime versioni della programmazione, in particolare per i primi anni del ciclo di programmazione, e benché sia stato considerato, in fase di definizione della dotazione del fondo, il ritardo che caratterizza la spesa effettiva in rapporto a quella programmata, la previsione di lungo periodo, in crescita costante, tiene conto di ipotesi<sup>22</sup> caratterizzate esse stesse da un certo grado di incertezza, in particolare la condizione riferita all’alimentazione costante dei singoli strumenti di attuazione, che ci portano a ritenere plausibile uno scostamento della spesa effettiva nella misura del 16% della dotazione complessiva agli anni 2015-2016. Inoltre l’orientamento a favore di interventi di investimenti infrastrutturali che prevede la riduzione significativa del peso degli strumenti di incentivazione alle imprese, comporta un prevedibile slittamento dei tempi di spesa in quanto i primi hanno bisogno di attività progettuale che richiede tempo e accordo tra le parti coinvolte, mentre le modalità di erogazione degli incentivi sono automatiche e quindi più veloci.

Le regole di gestione dei fondi strutturali consentono di quantificare con una buona approssimazione già al momento di approvazione dei programmi le risorse disponibili e le previsioni complessive di spesa per i settori oggetto di intervento. Con riguardo alle risorse di competenza delle annualità del ciclo di programmazione 2000-2006 le previsioni di spesa arrivano fino al 2008, termine entro il quale le risorse debbono essere utilizzate, pena la perdita del finanziamento<sup>23</sup>. Per il 2007 e il 2008 il profilo di spesa è stato stimato in base all’ipotesi che i flussi di cassa permettano di non incorrere nel disimpegno automatico delle risorse. Tali importi sono stati assegnati ai settori Ateco sulla base dell’analisi di dettaglio delle misure finanziate.

La programmazione dei nuovi Fondi Strutturali 2007/2013, Fondo di sviluppo regionale e Fondo Sociale Europeo (d’ora in poi FS), insieme al cofinanziamento nazionale è stata disposta dalla regione Puglia con i Piani Operativi<sup>24</sup>. Non è però ancora disponibile il relativo Programma di attuazione con il dettaglio annuale degli importi per misura e dunque l’assegnazione ai settori non può essere operata come per le risorse

<sup>22</sup> La previsione di lungo periodo si fonda su una simulazione che tiene conto delle seguenti ipotesi:

- mantenimento del volume di alimentazione del FAS con riferimento al singolo esercizio finanziario;
- attuazione della previsione legislativa di conclusione dell’operatività di taluni strumenti;
- alimentazione costante di singoli strumenti sulla base di espresse indicazioni programmatiche;
- attuazione della riforma del sistema incentivante;
- attuazione degli orientamenti di riequilibrio fra incentivi e investimenti

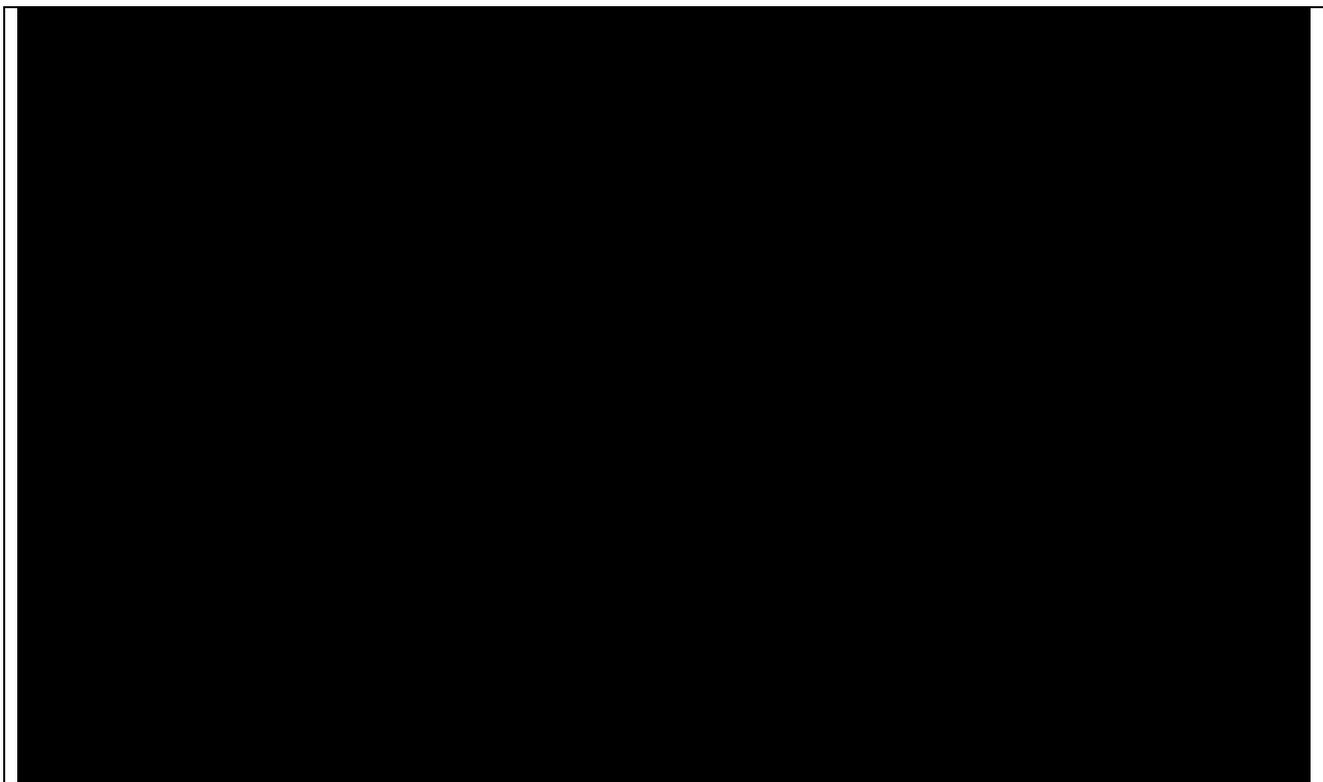
<sup>23</sup> Per la regola comunitaria n+2 del disimpegno automatico delle risorse non utilizzate entro il biennio successivo alla loro programmazione.

<sup>24</sup> DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 26 febbraio 2007, n. 171 - Approvazione Programma Operativo FESR 2007-2013.

DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 26 febbraio 2007, n. 173 - Approvazione Programma Operativo FSE 2007- 2013.

del Por 2000-2007. I settori di intervento sono comunque individuabili dalla tavola di ripartizione delle risorse complessive dell'intero periodo di programmazione coerenti con le priorità indicate nel QSN come riportate nella tavola x e ancora di più dal dettaglio delle stesse secondo la "Classificazione degli interventi dei Fondi per il periodo 2007-2013" 25 richiesta dalla Comunità. Questa ultima articolazione consente di assegnare le risorse ai settori con una buona approssimazione.

*Tab. 3. Fondi Strutturali 2007- 2013 Puglia*



*Fonte: BURP n.°40 del 20/03/2007 e BURP n.°44 del 27/ 03/2007*

Tab 4 Classificazione degli interventi dei Fondi per il periodo 2007-2013

CODICI RELATIVI ALLA DIMENSIONE "TEMI PRIORITARI"		FS
<b>Ricerca e sviluppo tecnologico (R&amp;ST), innovazione e imprenditorialità</b>		
01	Attività di R&ST nei centri di ricerca	20.000.000
02	Infrastrutture di R&ST (compresi gli impianti fisici, gli apparati strumentali e le reti informatiche ad alta velocità che collegano i centri di ricerca e centri di competenza ad una tecnologia specifica.	20.000.000
03	Trasferimenti di tecnologie e miglioramento delle reti di cooperazione tra piccole imprese (PMI), tra queste ed altre imprese ed università, istituti di istruzione post-secondaria di tutti i tipi, autorità regionali, centri di ricerca e poli scientifici e tecnologici (parchi tecnopoli ecc.).	40.000.000
04	Sostegno a R&ST, in particolare nelle PMI (ivi compreso l'accesso ai servizi di R&ST nei centri di ricerca).	81.000.000
05	Servizi avanzati di sostegno alle imprese e ai gruppi di imprese.	110.000.000
07	Investimenti in imprese direttamente legati alla ricerca e all'innovazione (tecnologie innovative, istituzione di nuove imprese da parte delle università, centri di R&ST e imprese esistenti ecc.).	30.000.000
08	Altri investimenti in imprese.	720.000.000
09	Altre misure volte a stimolare la ricerca, l'innovazione e l'imprenditorialità nelle PMI.	192.000.000
<b>Società dell'informazione</b>		
10	Infrastrutture telefoniche (comprese le reti a banda larga)	110.000.000
11	Tecnologie dell'informazione e della comunicazione (accesso, sicurezza, interoperabilità, prevenzione dei rischi, ricerca, innovazione, contenuti digitali ecc.)	100.000.000
12	Tecnologie dell'informazione e della comunicazione (RTE-TIC)	20.000.000
13	Servizi ed applicazioni per i cittadini (servizi sanitari online, e-government, e-learning, e- partecipazione ecc.)	70.000.000
14	Servizi ed applicazioni per le PMI (e-commerce, istruzione e formazione, creazione di reti)	30.000.000
15	Altre misure per migliorare l'accesso e l'utilizzo efficace delle TIC da parte delle PMI	20.000.000
<b>Trasporti</b>		
16	Trasporti ferroviari	440.000.000
18	Infrastrutture ferroviarie mobili	20.000.000
22	Strade nazionali	60.000.000
23	Strade regionali/locali	70.000.000
24	Piste ciclabili	20.000.000
25	Trasporti urbani	30.000.000
26	Trasporti multimodali	44.000.000
27	Trasporti multimodali (RTE-T)	44.000.000
28	Sistemi di trasporto intelligenti	82.000.000
29	Aeroporti	120.000.000
30	Porti	200.000.000
<b>Energia</b>		
35	Gas naturale	14.000.000
40	Energie rinnovabili: solare	42.000.000
41	Energie rinnovabili: da biomassa	32.000.000
43	Efficienza energetica, cogenerazione, gestione energetica	27.000.000
<b>Protezione dell'ambiente e prevenzione dei rischi</b>		
44	Gestione dei rifiuti domestici e industriali	100.000.000
45	Gestione e distribuzione dell'acqua (acqua potabile)	310.000.000
46	Trattamento delle acque (acque reflue)	110.000.000
47	Qualità dell'aria	60.000.000
48	Prevenzione e controllo integrati dell'inquinamento	100.000.000
50	Recupero dei siti industriali e dei terreni contaminati	80.000.000
51	Promozione della biodiversità e protezione della natura (compresa Natura 2000)	18.000.000
53	Prevenzione dei rischi (inclusa l'elaborazione e l'attuazione di piani e provvedimenti volti a prevenire e gestire i rischi naturali e tecnologici)	100.000.000
54	Altri provvedimenti intesi a preservare l'ambiente e a prevenire i rischi	140.000.000
<b>Turismo</b>		
55	Promozione delle risorse naturali	18.000.000
56	Protezione e valorizzazione del patrimonio naturale	18.000.000
57	Altri aiuti per il miglioramento dei servizi turistici	70.000.000
<b>Cultura</b>		
58	Protezione e conservazione del patrimonio culturale	140.000.000
59	Sviluppo di infrastrutture culturali	40.000.000
60	Altri aiuti per il miglioramento dei servizi culturali	50.000.000
<b>Rinnovo urbano e rurale</b>		
61	Progetti integrati di rinnovamento urbano e rurale	230.000.000
<b>Miglioramento dell'accesso all'occupazione e della sostenibilità</b>		
62	Sviluppo di sistemi e strategie di apprendimento permanente nelle imprese; formazione e servizi per i lavoratori volti a migliorare la loro capacità di adattamento ai cambiamenti; promozione dell'imprenditorialità e dell'innovazione	63.960.000
63	Elaborazione e diffusione di modalità di organizzazione del lavoro più innovative e produttive	15.350.400
64	Sviluppo di servizi specifici per l'occupazione, la formazione e il sostegno in connessione con la ristrutturazione dei settori e delle imprese, e sviluppo di sistemi di anticipazione dei cambiamenti economici e dei fabbisogni futuri in termini di occupazione e qualifiche	25.584.000
65	Ammodernamento e rafforzamento delle istituzioni del mercato del lavoro	173.075.760
66	Attuazione di misure attive e preventive sul mercato del lavoro	194.027.394
67	Misure volte a promuovere l'invecchiamento attivo e a prolungare la vita lavorativa	31.573.214
68	Sostegno al lavoro autonomo e all'avvio di imprese	141.957.760

<i>continua</i>		
67	Misure volte a promuovere l'invecchiamento attivo e a prolungare la vita lavorativa	31.573.214
68	Sostegno al lavoro autonomo e all'avvio di imprese	141.957.760
69	Misure per migliorare l'accesso all'occupazione ed aumentare la partecipazione sostenibile delle donne all'occupazione per ridurre le discriminazioni di genere sul mercato del lavoro e per riconciliare la vita lavorativa e privata, ad esempio facilitando l'accesso ai servizi di custodia dei bambini e all'assistenza alle persone non autosufficienti	90.365.520
70	Azioni specifiche per aumentare la partecipazione dei migranti al mondo del lavoro, rafforzando in tal modo la loro integrazione sociale	21.830.752
<b>Una migliore inclusione sociale dei gruppi svantaggiati</b>		
71	Percorsi di integrazione e reinserimento nel mondo del lavoro dei soggetti svantaggiati; lotta alla discriminazione nell'accesso al mercato del lavoro e nell'avanzamento nello stesso e promozione dell'accettazione della diversità sul posto di lavoro	128.244.000
72	Elaborazione, introduzione ed attuazione di riforme dei sistemi di istruzione e formazione al fine di sviluppare la capacità di inserimento professionale, rendendo l'istruzione e la formazione iniziale e professionale più pertinenti ai fini dell'inserimento nel mercato del lavoro e aggiornando le competenze dei formatori, ai fini dell'innovazione e di un'economia basata sulla conoscenza	38.376.000
73	Misure volte ad aumentare la partecipazione all'istruzione e alla formazione permanente, anche attraverso provvedimenti intesi a ridurre l'abbandono scolastico, discriminazioni di genere rispetto alle materie e ad aumentare l'accesso all'istruzione e alla formazione iniziale, professionale e universitaria, migliorandone la qualità.	216.952.320
74	Sviluppo del potenziale umano nella ricerca e nell'innovazione, in special modo attraverso studi e formazione post-laurea dei ricercatori, ed attività di rete tra università, centri di ricerca e imprese	174.482.880
<b>Investimenti nelle infrastrutture sociali</b>		
76	Infrastrutture per la sanità	225.000.000
77	Infrastrutture per l'infanzia	50.000.000
78	Infrastrutture edilizie	75.500.000
79	Altre infrastrutture sociali	200.000.000
<b>Mobilizzazione a favore delle riforme nei settori dell'occupazione e dell'inclusione</b>		
80	Promozione di partenariati, patti e iniziative attraverso il collegamento in rete delle parti interessate	27.675.200
<b>Consolidamento delle capacità istituzionali a livello nazionale, regionale e locale</b>		
81	Meccanismi volti a migliorare l'elaborazione di politiche e programmi efficaci, il controllo e la valutazione a livello nazionale, regionale e locale, e potenziamento delle capacità di attuazione delle politiche e dei programmi	93.076.800
85	Preparazione, attuazione, sorveglianza e ispezioni	72.757.818
86	Valutazione e studi; informazione e comunicazione	65.454.138
<b>Totale</b>		<b>6.517.243.956</b>

Fonte: Deliberazione della Giunta Regionale 9 maggio 2007, n. 549 Programma Operativo FESR 2007-2013. Integrazione.

Il profilo di spesa dei FS è stato stimato ipotizzando che il 30% delle risorse riferite al periodo 2007-2013 saranno effettivamente spese nel biennio 2014-2015, ciò sulla base dell'esperienza del precedente ciclo di programmazione e della possibilità di spesa nel biennio successivo al periodo di programmazione senza incorrere nel disimpegno delle risorse, oltre che del prevedibile avvio lento di attuazione della nuova programmazione (ad oggi non sono stati pubblicati i Programmi di attuazione).

A tali risorse sono da aggiungere quelle rivolte allo sviluppo rurale, caratterizzate per il periodo 2007-2013 da una notevole semplificazione della programmazione rispetto al periodo 2000-2006. Tutte le misure verranno integralmente finanziate da un unico Fondo, il Feasr, il Fondo europeo agricolo di sviluppo rurale per le Regioni Convergenza che prevede, in un unico programma, gli interventi di sviluppo locale rurale precedentemente inclusi nei POR (Programmi operativi regionali), nei PSR (Programmi di sviluppo rurale) e nelle azioni dell'iniziativa comunitaria LEADER. In Puglia per il periodo 2007-2013 il Fondo ammonta a 851.327 milioni di euro di euro più la quota di cofinanziamento nazionale. Per poter essere utilizzati nel modello Input-Output della Puglia, tali importi sono stati ripartiti sui diversi settori economici interessati in base alle indicazioni del Piano regionale di sviluppo rurale 2007-2013, attraverso l'analisi degli assi e degli interventi di cui è disponibile un dettaglio per misura di cui alla tab. Non sono stati considerati nell'assegnazione ai settori gli importi relativi a trasferimenti di sostegno non finalizzate direttamente ad attività di investimento. Relativamente alle previsioni di spesa l'ipotesi formulata è analoga a

quella dei FS, la spesa si protrae nel biennio 2014-2015 nella misura del 30% del totale, senza incorrere nel disimpegno automatico delle risorse.

Tab. 5. Piano di Sviluppo Rurale – Regione Puglia

<i>Ripartizione indicativa per misura di sviluppo rurale</i>			
Misura /asse	Spesa pubblica	Spesa privata	Costo totale
Azioni nel campo della formazione professionale e dell'informazione	15.000.000	1.750.000	16.750.000
Insedimento di giovani agricoltori	75.000.000		75.000.000
Prepensionamento imprenditori e lavoratori agricoli	12.000.000		12.000.000
Utilizzo dei servizi di consulenza da parte degli imprenditori agricoli e forestali	60.000.000	15.000.000	75.000.000
Ammodernamento delle aziende agricole	221.000.000	221.000.000	442.000.000
Accrescimento del valore economico delle foreste	20.000.000	18.700.000	38.700.000
Accrescimento del valore aggiunto dei prodotti agricoli e forestali	190.000.000	190.000.000	380.000.000
Cooperazione per lo sviluppo di nuovi prodotti, processi e tecnologie nel settore e alimentare	15.000.000		15.000.000
Miglioramento e sviluppo delle infrastrutture in parallelo con lo sviluppo e l'adeguamento dell'agricoltura e della silvicoltura	25.000.000		25.000.000
Ripristino del potenziale produttivo agricolo danneggiato da calamità naturali e introduzione di adeguate misure di prevenzione	10.000.000		10.000.000
Sostegno agli agricoltori che partecipano ai sistemi di qualità alimentare	15.000.000		15.000.000
Sostegno alle associazioni di produttori per attività di informazione e promozione riguardo ai prodotti che rientrano nei sistemi di qualità alimentare	15.000.000	6.430.000	21.430.000
<b>Totale asse</b>	<b>673.000.000</b>	<b>452.880.000</b>	<b>1.125.880.000</b>
Indennità a favore delle zone montane e di altre zone caratterizzate da svantaggi naturali	11.500.000		11.500.000
Indennità Natura 2000 e indennità connesse alla direttiva 2000/60/CE	13.500.000		13.500.000
Pagamenti agro ambientali	253.621.000		253.621.000
Sostegno agli investimenti non produttivi in campo agricolo	62.000.000		62.000.000
Imboschimento di terreni agricoli	23.550.000		23.550.000
Imboschimento di superfici non agricole	5.000.000		5.000.000
Pagamenti silvoambientali	10.000.000		10.000.000
Ricostituzione del potenziale forestale e interventi preventivi foreste	40.000.000		40.000.000
Sostegno agli investimenti non produttivi	25.000.000		25.000.000
<b>Totale asse II</b>	<b>444.171.000</b>		<b>444.171.000</b>
Diversificazione verso attività non agricole	123.000.000	123.000.000	246.000.000
Sostegno alla creazione e allo sviluppo di Microimprese 1	13.000.000	13.000.000	26.000.000
Incentivazione di attività turistiche 1	10.000.000	10.000.000	20.000.000
Servizi essenziali per l'economia e la popolazione rurale	25.000.000		25.000.000
Tutela e riqualificazione del patrimonio rurale	45.000.000		45.000.000
Formazione e informazione rivolte agli operatori economici impegnati nei settori che rientrano nell'asse 3	10.000.000		10.000.000
<b>Totale asse 3</b>	<b>226.000.000</b>	<b>146.000.000</b>	<b>372.000.000</b>
Strategie di sviluppo locale di cui Qualità della vita/diversificazione	65.000.000	43.000.000	108.000.000
cooperazione interterritoriale e transnazionale	10.000.000		10.000.000
gestione dei gruppi di azione locale, acquisizione di competenze, animazione	18.000.000		18.000.000
<b>Totale asse</b>	<b>93.000.000</b>	<b>43.000.000</b>	<b>136.000.000</b>
Assistenza tecnica	44.397.695		44.397.695
<b>Totale complessivo</b>	<b>1.480.568.695</b>	<b>641.880.000</b>	<b>2.122.448.695</b>

Fonte: BURP n.°118 del 24/08/2007

Rimangono fuori dal calcolo del complesso della spesa pubblica regionale alcuni importi relativi ai programmi operativi nazionali - Istruzione, Ricerca e competitività, Sicurezza, Reti per la mobilità, Governance e azioni di sistema - tuttavia si tratta di una quota marginale delle politiche di sviluppo. Definiti gli importi complessivi della spesa pubblica per lo sviluppo regionale, individuati i settori economici di destinazione e applicate le previsioni di spesa per il periodo considerato, la determinazione delle risorse finanziarie destinate alla provincia di Brindisi è stata ottenuta assumendo una quota proporzionale alla popolazione residente nell'area.

I valori di investimento pubblico così calcolati possono essere inseriti nel modello per ottenere il corrispondente incremento assoluto di produzione per settore nell'area di riferimento.

### **Scenario 1**

Lo Scenario 1 vuole rappresentare la situazione della provincia di Brindisi al 2013 nel caso in cui i piani di sviluppo locale vengano integrati dalla creazione dell'impianto rigassificatore della Brindisi LNG. L'impatto delle politiche di sviluppo è valutato in concomitanza con l'investimento privato di Brindisi LNG. Tale investimento sarà pari a circa 527 mln di euro, di cui si stima che 226 milioni saranno assegnati alle imprese locali.

Il valore complessivo dell'investimento di Brindisi LNG che ricade sul territorio è stato ripartito per settore di destinazione facendo riferimento alla ripartizione per tipo di attività.

### **Scenario 1a**

Un altro scenario, che possiamo definire Scenario 1a, è associato all'ipotesi secondo cui la parte di investimento Brindisi LNG che attiva l'economia locale è più elevata di quanto supposto nello Scenario 1. Oltre alla parte di investimento destinata alle imprese locali (226 mln) si può infatti pensare che ci sia un'altra fetta dell'investimento che ha un impatto sulla realtà locale. Le attività di progettazione e fornitura svolte all'esterno non hanno in effetti alcun impatto sull'economia brindisina; le attività di costruzione, però, pur essendo affidate in appalto ad imprese esterne alla realtà locale hanno un impatto sul sistema economico locale. Il valore delle attività di costruzione affidate ad imprese non locali risulta pari a circa 36 mln; circa il 35% di tale importo corrisponde ai costi generali ed al profitto delle imprese responsabili delle attività per cui non viene considerato come investimento venendo escluso dal conteggio dell'incremento di domanda finale.

L'importo dell'investimento Brindisi LNG relativo allo Scenario 1a, oltre ad essere più elevato (circa 255 mln) è assegnato ai settori in misura diversa da quanto supposto nello scenario 1.

#### **4.3.2 La valutazione dell'impatto su valore aggiunto<sup>26</sup> e occupati**

La valutazione degli scenari alternativi prevede dunque la imposizione nella (iii) di diversi livelli di domanda finale, associati a diverse combinazioni di investimenti pubblici e privati, e quindi la stima dei corrispondenti livelli di produzione locale (o domanda aggregata locale). Come spiegato nel paragrafo 3.1, utilizzando il sistema di

---

26 Secondo la definizione del Sistema europeo dei conti (Sec 95), il valore aggiunto è l'aggregato che consente di apprezzare la crescita del sistema economico in termini di nuovi beni e servizi messi a disposizione della comunità per impieghi finali. È la risultante della differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle singole branche produttive ed il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive). Corrisponde alla somma delle retribuzioni dei fattori produttivi e degli ammortamenti. Può essere calcolato ai prezzi di base o ai prezzi di mercato.

equazioni (iii) derivato dalla tavola input-output, si ottengono i livelli di produzione di ogni settore connessi dall'aumento di domanda ipotizzato. Si possono quindi calcolare sia il livello di produzione per settore, sia il livello di produzione totale.

La stima del valore aggiunto e degli occupati corrispondenti ad ogni scenario avviene utilizzando delle proporzioni.

Per quanto riguarda il valore aggiunto, questo viene calcolato come una proporzione fissa della produzione. In particolare, in base alla tavola input-output Brindisi 2006 si calcola, per ogni settore, la quota di valore aggiunto rispetto alla produzione; tale quota viene poi applicata alla stima della produzione settoriale effettuata col modello.

Per quanto riguarda il numero di nuovi occupati creati dall'incremento di produzione, questi vengono calcolati utilizzando dei coefficienti settoriali che indicano il numero di occupati per unità di produzione. Tali coefficienti sono derivati dalle statistiche ufficiali dell'Istat per la regione Puglia e sono relative al 2005. Ogni coefficiente settoriale viene moltiplicato per il valore della produzione settoriale, ottenendo il corrispondente impatto occupazionale settoriale e complessivo.

La metodologia di valutazione degli scenari fin qui delineata permette inoltre di presentare e commentare risultati parziali.

#### **4.4 Valutazioni parziali**

Oltre a valutare l'impatto complessivo dell'investimento sull'economia locale inerente ai vari scenari, è possibile effettuare un'analisi dell'effetto parziale su determinati settori. In particolare, l'utilizzo del modello consente di estrapolare gli effetti moltiplicatori sui singoli settori nei vari scenari e confrontarli, con il supporto di dati di andamento settoriale. Oltre ai settori coinvolti direttamente nella fase d'investimento (Costruzioni, Trasporti e Servizi professionali), sono considerati nell'analisi alcune branche dei servizi che si ritiene possano essere coinvolti in misura rilevante.

##### **4.4.1 La valutazione della Fase Operativa**

La seconda fase di valutazione riguarda l'impatto diretto, indiretto e indotto dell'attività del terminal di rigassificazione sull'economia locale.

Per impatto diretto dell'impianto si intende l'impatto economico generato dalle attività del terminal, ossia l'aumento di occupazione diretta nell'impianto di rigassificazione.

Per impatto indiretto intendiamo l'impatto che deriva dalle attività economiche di imprese o enti situati all'esterno del terminal, ma che sono al servizio del terminal. Si fa dunque riferimento al porto di Brindisi, che fornisce servizi al traffico all'interno del porto, e ad altre realtà locali responsabili di attività considerate fra i costi operativi della Brindisi LNG. L'impatto indiretto sul porto può essere diviso in tre componenti:

1. Aumento delle entrate del porto derivante dall'aumento dei traffici marittimi.
2. Aumento dei consumi delle famiglie, associato all'aumento di occupazione diretta nel porto legato alla fornitura di servizi a Brindisi LNG.

3. Aumento delle entrate delle imprese locali che si occupano della manutenzione dell'impianto e della fornitura delle utilities.

L'impatto indotto dell'impianto è quello generato dagli effetti moltiplicativi degli impatti diretti e indiretti, ossia l'impatto economico generato dalle attività che si sviluppano in seguito alla domanda di beni e servizi attivata dalle persone e dalle imprese direttamente e indirettamente coinvolte nell'attività del terminal LNG.

#### 4.4.2 Impatto diretto

Il terminal di rigassificazione LNG pur rappresentando un investimento rilevante nel sistema locale non produce, nella fase operativa, dei cambiamenti strutturali nell'economia brindisina. Il terminal svolge piuttosto una funzione di servizio, di rigassificazione del gas che una volta disponibile allo stato gassoso può essere messo sul mercato. L'impatto diretto di questa attività è dunque occupazionale, nel senso che il cambiamento sul territorio direttamente associato al funzionamento dell'impianto è l'aumento di occupazione reso necessario dalle attività del terminal.

Secondo le informazioni fornite da Brindisi LNG, i nuovi occupati direttamente impiegati nel terminal LNG saranno 60, distribuiti come mostrato in Tabella 6.

Tab. 6. Effetti sul consumo degli occupati diretti LNG per profilo

	Occupazione diretta	Costo del lavoro	Reddito Totale Addetti	Consumo totale addetti
Produzione	24	995.556	547.556	499.560
Strumentazione	7	290.370	159.704	145.705
Manutenzione	13	539.259	296.593	270.595
Amministrazione	10	414.815	228.148	208.150
Sub-totale	54	2.240.000	1.232.000	1.124.011
Management	6	1.120.000	616.000	
Totale	60	3.360.000	1.848.000	

Fonte: elaborazioni Nomisma su dati Brindisi LNG

Il management sarà esterno, mentre gli addetti alla produzione, strumentazione, manutenzione e amministrazione dell'impianto verranno reperiti in loco.

A regime la stima del costo del lavoro lordo per Brindisi LNG è pari a circa 3,36 milioni di euro. Si può assumere che un terzo di questo importo vada al management e che il resto vada agli addetti alle altre mansioni. Per valutare il reddito percepito dalle forze lavoro il costo del lavoro va considerato al netto dei contributi previdenziali ed assistenziali e delle imposte. Solo il 55% del suddetto importo verrà distribuito come reddito netto. Dunque l'aumento di reddito disponibile conseguente all'attività del terminal è pari a circa 1,232 milioni di euro.

Per valutare l'incremento dei consumi associato all'aumento di reddito locale viene utilizzata la propensione media al consumo. Questo indicatore è definibile come il rapporto fra i consumi delle famiglie ed il reddito disponibile e può essere calcolato a livello nazionale o locale. Per la regione Puglia la propensione media al consumo è pari al 91%; le famiglie pugliesi utilizzano circa il 91% del loro reddito disponibile per

consumare. Dunque l'aumento di consumo familiare associato all'attività Brindisi LNG è pari a circa 1,124 milioni di euro.

#### 4.4.3 Impatto indiretto: il valore del Porto

L'impatto indiretto delle attività del terminal LNG deriva dalle attività economiche esterne all'impianto ed al suo servizio. I servizi principali al terminal sono forniti dal porto di Brindisi mentre si può ipotizzare che le attività di manutenzione vengano assegnate ad altre imprese locali.

Il quadro di operatività del Porto di Brindisi è strategico per comprendere quale impatto potrebbe avere il rigassificatore nella fase a regime. Per effettuare tale valutazione abbiamo stimato il valore economico della crescita dell'attività indotta sul porto a causa del maggiore traffico di navi e a causa della maggiore presenza di merci nel sistema portuale di Brindisi.

Nella stima vengono considerati i ricavi relativi ad un traffico previsto di 100 navi metaniere all'anno. Tali navi hanno una dimensione di oltre 60.000 tonnellate di stazza lorda (TSL) e sono sottoposte alle normative previste per la manovra in porto delle navi a rischio incendio previsto anche per le navi GPL e per trasporto di prodotti chimici.

I servizi cui si fa riferimento per il calcolo dei costi sono i seguenti:

- i servizi di pilotaggio, di ormeggio e di rimorchio;
- servizi delle agenzie marittime;
- le tasse portuali erariali e di ancoraggio;
- la tassa rifiuti e acqua
- il canone di concessione demaniale dovuto all'Autorità Portuale.
- altro<sup>27</sup>.

Tab. 7. Stima dell'incremento dei ricavi annuali del porto di Brindisi con l'impianto Brindisi LNG a regime

<b>RICAVI PORTO</b>	
<b>Servizi tecnico nautici (pilotaggio, ormeggio, rimorchio)</b>	<b>5.243.803,20</b>
<b>tasse portuali (quota per autorità)</b>	<b>1.190.977,62</b>
<b>rifiuti</b>	<b>45.000,00</b>
<b>agency</b>	<b>690.000,00</b>
<b>varie amm., bolli, tasse autorizza,ecc</b>	<b>68.866,00</b>
<b>altro</b>	<b>311.500,00</b>
<b>Totale</b>	<b>7.550.146,82</b>

Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati agenzie marittime

<sup>27</sup> In questa voce sono compresi i costi di esercizio della nave in porto.

Sommando queste entrate si ottiene il valore complessivo delle nuove entrate del porto collegate all'attività del rigassificatore pari a circa 7,5 mln di euro.

Il valore economico dei servizi di pilotaggio, di ormeggio e di rimorchio, nonché la tassa di ancoraggio è stato definito elaborando i profili tariffari ufficiali del 2007 riferiti ad una nave tipo Tanker di 60.000 tonnellate di stazza lorda. Le tariffe sono state elaborate tenendo conto dei piani della società di effettuare le operazioni in orario notturno, dei tempi necessari alle operazioni di sbarco e imbarco nonché di permanenza nel porto delle navi, e hanno tentato di assorbire gli effetti sulle tariffe stesse sia degli sconti che degli aumenti nel frattempo intervenuti. Il calcolo ha condotto a stimare il valore economico di tali servizi in circa 5,3 milioni di euro<sup>28</sup>.

Il valore economico degli altri servizi è stato stimato sulla base delle informazioni fornite da Brindisi LNG, mentre le tasse sono state calcolate sulle quantità previste di gas importato.

La seconda componente dell'impatto indiretto sul porto è costituita dall'incremento occupazionale generato dall'aumento delle attività portuali. Il numero di nuovi occupati, viene calcolato utilizzando un coefficiente settoriale che indica il numero di occupati per unità di produzione. Tale coefficiente deriva dalle statistiche ufficiali dell'Istat per la regione Puglia ed è relativo al 2005. Il coefficiente settoriale viene moltiplicato per il valore dell'incremento di produzione (o entrate) del settore portuale, ottenendo il corrispondente impatto occupazionale sul porto. Una volta determinato il numero di nuovi occupati, che risulta pari a 124, si è ipotizzato un salario medio mensile pari a 1550 euro<sup>29</sup>, per poter calcolare l'incremento totale di reddito disponibile associato ai nuovi posti di lavoro. Una volta calcolato il reddito disponibile si è utilizzata la propensione media al consumo per valutare l'incremento dei consumi. Dunque l'aumento di consumo familiare associato all'attività del porto è pari a circa 2,458 mln euro.

*Tab. 8. Prospetto della crescita dei consumi dovuti alla nuova occupazione del Porto*

Incremento attività porto	7.550.146,82
Nuovi occupati	124,50
Reddito medio annuale (x occ)	21.700,00
<b>Reddito disponibile</b>	<b>2.701.547,82</b>
<b>Propensione Media Consumo</b>	<b>0,91</b>
<b>Consumi delle famiglie</b>	<b>2.458.409</b>

Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati ISTAT, Agenzie marittime, CCNL Lavoratori Portuali

L'ultima componente dell'impatto indiretto del terminal è relativa alle attività di manutenzione ed alla fornitura di utilities. Nella fase a regime, tali costi operativi<sup>30</sup> della Brindisi LNG dovrebbero ammontare a circa 7,1 mln di euro, destinati alla manutenzione, di cui il 70% circa è attribuibile a società locali e 7,3 mln di euro

<sup>28</sup> Le indicazioni sono di realizzare le operazioni di entrata in porto prevalentemente negli orari notturni utilizzando 4 rimorchiatori sia in entrata che in uscita.

<sup>29</sup> Sulla base dei livelli retributivi di cui al CCNL dei lavoratori portuali, aggiustati per tenere conto degli adeguamenti successivi al periodo 2007-2009.

<sup>30</sup> La stima dei costi operativi è stata effettuata prendendo a modello il bilancio di GNL Italia. In tale modello i costi per utilities ammontano a circa il 50% dei costi operativi esclusi gli ammortamenti ed accantonamenti.

destinati alle utilities (elettricità, gas, acqua): si è ipotizzato che circa un quinto sia attribuibile ad imprese locali<sup>31</sup>. L'incremento di entrate associato alla manutenzione (circa 5 mln di euro) è stato attribuito al settore della meccanica ed a quello dell'impiantistica elettrica per il 60%, e il 40% al settore dei servizi alle imprese; l'incremento di entrate associato alla fornitura di utilities (circa 1,5 mln di euro) è invece stato attribuito al settore della produzione e distribuzione di energia elettrica, gas e acqua.

Tab. 9. Distribuzione dei ricavi dell'indotto complessivo

<b>Totale ricavi porto</b>	<b>7.550.146,82</b>
<b>manutenzione</b>	<b>4.941.176,47</b>
<b>utilities</b>	<b>1.458.823,53</b>
<b>totale</b>	<b>13.950.146,82</b>

Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati Brindisi LNG, GNL Italia.

#### 4.4.5 Impatto indotto

Per valutare l'impatto indotto del terminale di rigassificazione, o gli effetti moltiplicativi degli impatti diretti e indiretti, si fa ricorso al modello input-output. Si utilizza quindi il sistema di equazioni (iii) per stimare la produzione e la nuova occupazione indotta dall'aumento della domanda.

In questa fase si calcola un solo scenario, denominato Scenario A:

Lo Scenario A è conseguente ad un aumento di domanda causato dall'aumento di occupazione diretta nel terminal, dall'incremento di attività e occupazione del porto nonché dall'assegnazione di parte delle attività di manutenzione e di parte della fornitura di utilities a società locali.

##### *Scenario A*

L'aumento di domanda finale da imporre nella (iii) è un vettore contenente l'incremento di domanda per settore. Il vettore da utilizzare viene calcolato in più fasi.

In primo luogo viene ipotizzato un aumento dei consumi delle famiglie associato all'impatto occupazionale diretto dell'impianto. All'aumento di reddito è associato un aumento dei consumi familiari, stimato usando la propensione al consumo locale. La ripartizione dei consumi delle famiglie per settore viene effettuata sulla base della struttura dei consumi regionale contenuta nella matrice input-output della Puglia.

Lo stesso procedimento viene utilizzato per calcolare l'aumento di domanda associato all'incremento di occupati nel porto. I due vettori vengono poi sommati, ottenendo un vettore che descrive gli aumenti di domanda finale associati all'impatto occupazionale diretto ed indiretto del terminal LNG.

<sup>31</sup> La quota di servizi di utilities acquisita localmente è calcolata considerando che una parte di risorse energetiche saranno prese direttamente dal rigassificatore, mentre l'energia elettrica sarà acquisita in buona parte dalle centrali di produzione presenti sul territorio.

Per ottenere il vettore da inserire nel sistema di equazioni (iii) bisogna prendere in considerazione anche le altre componenti dell'impatto indiretto, ossia l'aumento di attività del porto e delle imprese locali addette alla manutenzione.

L'incremento di entrate dell'autorità portuale e di altre società locali – stimato in quanto impatto indiretto dell'impianto – è assimilabile nel nostro modello ad un aumento di domanda intermedia (o consumi intermedi); il livello di domanda finale corrispondente a un determinato livello di domanda intermedia viene stimato utilizzando le proporzioni contenute nella matrice input-output<sup>32</sup>. Si estendono dunque le ipotesi del modello input-output; oltre a assumere che i coefficienti tecnici – e quindi la struttura degli scambi intersettoriali – rimangano costanti nel tempo, si ipotizza che anche il rapporto fra valore della domanda intermedia e valore della domanda finale dei prodotti di un certo settore resti costante nel tempo.

L'incremento di domanda finale dei vari settori così calcolato viene poi sommato al vettore contenente l'incremento dei consumi familiari per settore.

Il vettore  $[Z_i]$ , così ottenuto può essere inserito nel sistema per calcolare l'impatto indotto in termini di incremento di produzione, valore aggiunto e occupati per settore.

I risultati di tale procedimento analitico sono riportati nella Tab. 15 che sintetizza i dati di input dell'attività a regime dell'impianto.

*Tab. 10. Input per la costruzione dello scenario di impatto dell'attività a regime dell'impianto*



Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati ISTAT

<sup>32</sup> Ad esempio per il Porto la proporzione da utilizzare è la seguente:  
Domanda Intermedia Porto : Domanda finale Trasporti = Domanda Intermedia Trasporti 2002 : Domanda finale Trasporti 2002.

## 5. I piani di sviluppo e il rigassificatore descrizione delle complementarità

L'analisi dei dati di input del modello chiarisce le peculiarità dell'investimento nella costruzione del rigassificatore, rispetto alle logiche d'intervento delineate dalle politiche per lo sviluppo locale.

La Tab. evidenzia che poco più del 20% delle risorse finanziarie investite nella realizzazione dell'impianto sono destinate ad attività di carattere manifatturiero, se si fa riferimento alle opere direttamente appaltate a società presenti sul territorio (Scenario 1), mentre tale percentuale supera il 25% se si fa riferimento anche alle opere che, pur appaltate a società non del territorio, sono in ogni modo realizzate in loco.

*Tab. 1. Dati di input per lo Scenario base e gli Scenari 1 e 1b*



*Fonte: elaborazioni Nomisma su dati POR, Brindisi LNG*

In particolare i settori manifatturieri beneficiari delle risorse investite saranno principalmente quelli della filiera delle costruzioni meccaniche e della realizzazione degli impianti industriali e, in misura più contenuta, quelli delle costruzioni.

Ai medesimi settori le politiche pubbliche destinano poco più del 4% delle risorse complessive, secondo uno schema di intervento che favorisce maggiormente il settore delle costruzioni e le attività di servizio.

La congiunzione dei due tipi di intervento porta ad un investimento, la cui distribuzione settoriale assegna circa il 5,5% delle risorse finanziarie al settore manifatturiero meccanico.

L'investimento per la realizzazione del rigassificatore prevede anche la destinazione di risorse finanziarie ai settori delle costruzioni, dei trasporti e dei servizi alle imprese. In particolare, il settore delle costruzioni è destinatario di una quota compresa fra il 71% e il 76% delle risorse di investimento, il settore dei trasporti riceve poco meno del 2% dell'investimento complessivo e il settore dei servizi alle imprese riceve circa il 2,5%. E' rilevante notare come questa quota sia relativa a servizi di progettazione ed engineering, quindi ad attività professionali ad alto contenuto di conoscenza.

Questi stessi settori sono anche fra quelli maggiormente interessati dalla ripartizione delle risorse pubbliche per lo sviluppo del territorio. Il settore delle costruzioni è destinatario di circa il 22% delle risorse finanziarie dell'investimento pubblico per la provincia di Brindisi, il settore dei servizi alle imprese è destinatario del 14,8% delle risorse, mentre il settore dei trasporti sarà beneficiato dal 6,1% delle risorse destinate al territorio.

La valutazione della ripartizione dell'investimento combinato evidenzia che aggiungendo la costruzione dell'impianto alle risorse delle politiche pubbliche, il settore delle costruzioni otterrebbe uno stimolo ulteriore, sia in termini assoluti, sia relativi, passando al 30,5% delle risorse complessivamente investite, il settore dei trasporti raggiungerebbe una quota del 5,4% delle risorse investite, mentre il settore dei servizi alle imprese otterrebbe un impulso quantitativo in valore assoluto (+ 6,3 milioni di euro) e qualitativo per la tipologia ad alta qualificazione delle attività richieste, pur facendo registrare una riduzione al 12,8% della quota di risorse complessive destinate dall'investimento.

## **5.1 Gli investimenti di Brindisi LNG per tipologia**

### **5.1.1 Una visione sintetica dello spaccato dell'EPC (Engineering, Procurement, Construction) per opera da realizzare**

Le attività previste per la realizzazione dell'impianto di rigassificazione sono ripartite in 7 blocchi di lavoro: bonifica dei terreni, costruzione e attrezzaggio del molo di attracco, impianto di presa e scarico dell'acqua a mare, Serbatoio 1, Serbatoio 2, area di processo comune ad entrambi i serbatoi, servizi comuni.

Nelle opere di bonifica dei terreni sono comprese anche le attività di costruzione e installazione delle barriere frangiflutti.

Nelle opere relative al molo oltre alle opere civili sono previste la realizzazione delle piattaforme di scarico complete di equipaggiamenti, le boe e i pontili di ormeggio, le condutture di collegamento con i serbatoi e i sistemi di sicurezza.

Nelle opere relative alle prese di carico e scarico delle acque sono previste l'installazione delle pompe e delle tubazioni e i sistemi di ripristino delle acque utilizzate.

I due serbatoi richiedono opere civili, di costruzione e installazione del serbatoio, la realizzazione delle tubazioni e l'installazione dei sistemi idraulici, i sistemi di sicurezza antincendio e i sistemi di controllo automatizzati.

Nell'area di processo sono da installare le linee di trattamento del gas, le linee ad alta e bassa pressione, le linee di alimentazione dell'azoto e tutti i sistemi di misurazione, nonché i sistemi di stoccaggio dell'azoto e gli impianti dell'aria compressa.

Nei servizi comuni sono previste la realizzazione degli edifici e degli uffici, degli impianti dell'acqua potabile, le sale controllo, i sistemi di trattamento delle acque, gli impianti elettrici ecc.

L'insieme di queste opere genera un costo stimato di investimento per Brindisi LNG pari a 500 milioni di euro. A questi costi vanno aggiunti i costi derivanti da attività di carattere generale non attribuibili ad opere specifiche, come il project management, la direzione lavori, l'apertura e chiusura del cantiere, ecc. che portano il valore complessivo dell'investimento a circa 527 milioni.

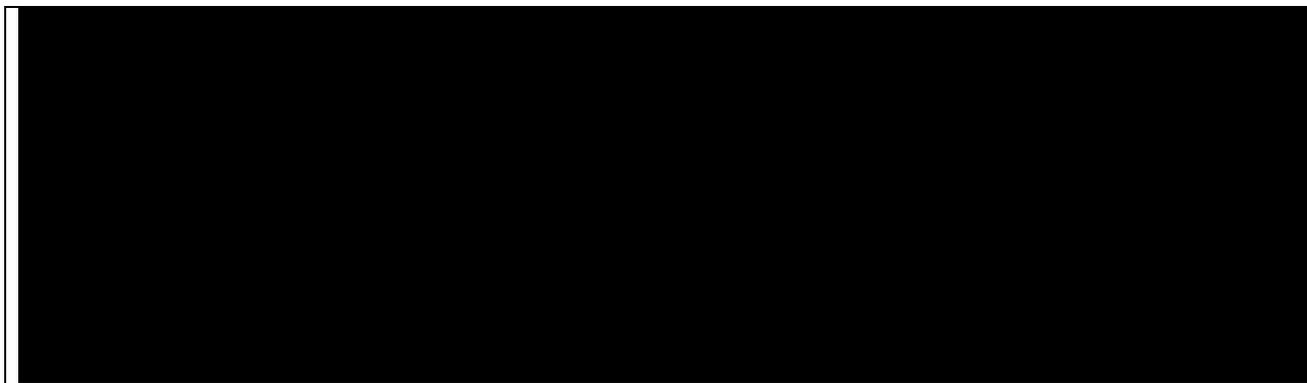
Il totale dell'investimento assegnabile all'area è stimato come riportato nel paragrafo precedente, e la composizione per settore è riportato nelle Tabelle relative agli scenari 1 e 1a.

Di seguito riportiamo lo spaccato per gruppo di opere da realizzare e il confronto fra il totale del contratto e lo specifico assegnabile localmente.

I singoli gruppi di opere sono stati disarticolati per evidenziare le attività di ingegneria, l'acquisizione di materiali, componenti e prodotti finiti e la fase di realizzazione concreta sul territorio.

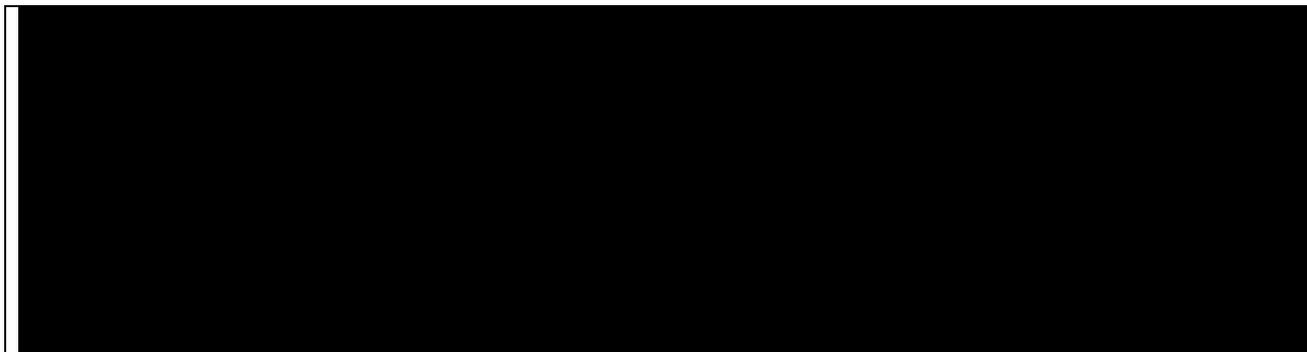
I tre schemi seguenti evidenziano il confronto fra le opere totali e quelle assegnate al territorio.

*Tab. 2 Ripartizione per gruppi di opere dell'investimento complessivo*



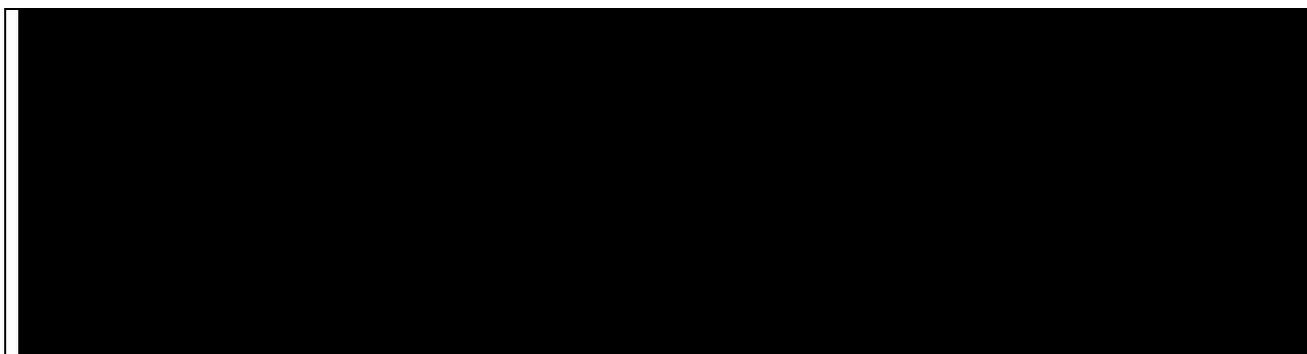
Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati Brindisi LNG, Camera di Commercio di Brindisi

Tab. 3. Ripartizione per gruppi di opere dell'investimento locale rispetto all'investimento complessivo



Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati Brindisi LNG, Camera di Commercio di Brindisi

Tab. 4. Ripartizione per gruppi di opere dell'investimento locale



Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati Brindisi LNG, Camera di Commercio di Brindisi

Complessivamente (Tab. 2) le opere da realizzare prevedono una forte componente di acquisizione esterna di materiali e componenti, pari al 59,2% del totale dell'investimento, in particolare i costi di acquisizione sono più consistenti nell'attività di bonifica dei terreni e nella realizzazione dei serbatoi. I materiali di riempimento per la costruzione della piattaforma, i serbatoi e i sistemi di gestione (dei serbatoi e dell'intero impianto) sono le parti che incidono maggiormente nell'acquisizione di materiali e prodotti sull'intero investimento.

La fase di costruzione, che incide complessivamente per il 31% dell'importo totale è concentrata prevalentemente nella realizzazione dei serbatoi e del molo, mentre la fase di ingegneria che incide poco meno del 10% complessivo è concentrata nella realizzazione dei serbatoi e dell'area di processo.

La fase di assegnazione delle opere da parte del main contractor <sup>33</sup>ci consente di stimare quanto il territorio potrebbe realizzare tenuto conto delle competenze presenti, della particolarità delle opere e del fatto che una gestione più accentrata di alcune fasi potrebbe apportare maggiore efficienza gestionale.

Nella stima del totale di attività previsto per il territorio si è quindi considerato che:

- circa il 15% delle opere assegnabili all'area contengono competenze specialistiche non reperibili in loco,

<sup>33</sup> ATI Tecnimont-Progetto GNL Brindisi

- esiste un premio di efficienza per il main contractor, determinato dall'abilità nella gestione degli acquisti centralizzata che incentiva la ricerca fornitori o sub-contraenti su uno spazio di mercato più ampio della stretta scala locale.

Le imprese locali sono nelle condizioni di candidarsi alla gestione di circa il 45% delle opere previste, con maggiore enfasi sulle opere di costruzione e acquisti, mentre l'attività di ingegneria risulta più contenuta. E' possibile infatti che la parte di ingegneria di dettaglio possa essere realizzata da imprese locali, perché il territorio presenta una buona competenza specifica nella realizzazione di impianti industriali, tuttavia le attività di progettazione e di ingegnerizzazione sono in buona parte già espletate. Per quanto riguarda le attività di acquisizione e di costruzione va rilevato che la specializzazione locale è adatta alla realizzazione di attività nella bonifica dei terreni, nella realizzazione delle parti civili, di una quota di costruzione dei serbatoi e nella realizzazione dei servizi comuni. Queste opere rappresentano peraltro anche il risultato di specializzazione del territorio nell'ambito complessivo del progetto.

## 5.2 Le relazioni del sistema e le dinamiche di impatto

L'effetto dell'investimento è fortemente influenzato dalla struttura delle relazioni economiche intersettoriali che caratterizzano il sistema brindisino e dalla tipologia delle attività che sono attivate attraverso il piano di investimenti.

Tab. 5. Parametri del modello dell'economia delle provincia di Brindisi

		Moltiplicatori della produzione	Moltiplicatori della domanda	VA/Prod distr	Unità Occ / 1000€ Prod Distr	VA/Occ 1000€
A	Agricoltura,caccia e silvicoltura	1,519	1,601	0,771	0,053	14,584
B	Pesca,piscicoltura e servizi connessi	1,216	1,011	0,705	0,022	31,594
CA	Estrazione di minerali energetici	1,000	1,000	0,000	0,000	-
CB	Estrazione di minerali non energetici	1,447	1,135	0,439	0,012	35,793
DA	Industrie alimentari e delle bevande e del tabacco	1,517	1,438	0,220	0,005	47,528
DB	Industrie tessili e dell'abbigliamento	1,184	1,071	0,308	0,016	19,827
DC	Prep.e conca cuoio;fabbr.artic.viaggio	1,082	1,000	0,349	0,020	17,528
DD	Ind.legno,esclusi mobili;fabbr.in paglia	1,599	1,497	0,336	0,016	21,455
DE	Fabbric.pasta-carta e della carta	1,325	1,173	0,295	0,007	41,669
DF	Fabbric.coke,raffinerie,combust.nucleari	1,112	1,144	0,114	0,000	253,362
DG	Fabbric.prodotti chimici e fibre sintetiche	1,054	1,454	0,118	0,002	62,941
DH	Fabbric.artic.in gomma e mat.plastiche	1,191	1,290	0,141	0,001	121,577
DI	Fabbric.prodotti lavoraz.min.non metallif.	1,543	1,446	0,325	0,010	31,172
DJ	Produzione di metallo e fabbricazione di prodotti in metallo	1,718	2,107	0,239	0,007	32,745
DK	Fabbric.macchine ed appar. mecc.,instal.	1,504	1,075	0,305	0,008	36,902
DL	Fabbric.macchine elettriche e di apparecchiature e lettroniche	1,218	1,102	0,314	0,016	19,149
DM35	Fabbric.di mezzi di trasporto	1,283	1,121	0,213	0,001	176,128
DN	Altre industrie manifatturiere	1,527	1,026	0,271	0,009	30,810
E	Prod.e distrib.energ.eletr.,gas e acqua	1,272	1,886	0,289	0,002	158,364
F	Costruzioni	1,767	1,352	0,342	0,013	25,800
G	Commercio	1,437	1,921	0,570	0,017	33,150
H	Alberghi e ristoranti	1,628	1,132	0,436	0,014	31,867
I	Trasporti,magazzinaggio e comunicaz.	1,371	1,821	0,511	0,008	60,377
J	Intermediaz.monetaria e finanziaria	1,492	1,673	0,556	0,006	85,556
72-73-74	Informatica, R&S, servizi alle imprese	1,329	2,350	0,560	0,016	34,028
L	Pubblica amministrazione e difesa	1,265	1,002	0,736	0,017	44,168
M	Istruzione	1,071	1,001	0,925	0,027	33,975
N	Sanita' e altri servizi sociali	2,045	1,430	0,302	0,007	42,349
O-P-Q	Altri servizi pubblici,sociali e personali	1,421	1,454	0,508	0,022	23,265
70-71	Attività immobiliari, noleggio	1,075	1,501	0,886	0,004	215,222

Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati ISTAT

L'analisi dei flussi verso gli altri settori dell'economia è importante per avere un'indicazione sull'efficacia dell'investimento effettuato al fine dell'animazione economica. Il moltiplicatore della produzione rappresenta proprio l'attivazione impressa agli altri settori da un incremento della domanda in un singolo settore. A questo riguardo si nota come i settori manifatturieri della filiera elettromeccanica e quello delle costruzioni, che rappresentano quasi il 90% dell'investimento per la realizzazione del rigassificatore, presentano un potenziale di attivazione del sistema produttivo locale fra i più elevati.

In particolare il settore dei prodotti in metallo e quello della lavorazione dei minerali non metalliferi evidenziano una capacità di attivazione delle risorse produttive di sistema del 72% e del 54% superiore a quello che è l'impatto diretto dell'investimento iniziale. Le quote più consistenti della domanda intermedia rivolta da questi settori alle altre attività economiche riguardano i servizi energetici e le utilities (17%), i servizi commerciali (12%), i trasporti (10%) e le attività di servizio alle imprese (11%).

Il settore delle costruzioni, si colloca ai livelli più elevati di attivazione del sistema economico locale con quasi il 77% di stimolo destinato al sistema economico. La propria domanda intermedia si rivolge prevalentemente verso i settori della lavorazione dei minerali non metalliferi (16%), dei prodotti in metallo (15%), dei servizi alle imprese (7%, sotto forma di progettazione e ingegneria), dei trasporti (4%). In questo senso, le scelte adottate dalla programmazione pubblica si dirigono verso un settore ad elevato potenziale e anche le attività previste per la realizzazione del rigassificatore assumono un peso altrettanto rilevante.

Il settore dei servizi alle imprese invece presenta una capacità di attivazione del sistema più limitato anche in virtù della non contabilizzazione delle richieste fatte al sistema della formazione ed istruzione<sup>34</sup>. In particolare, la parte più consistente delle domande fatte dal settore rimangono all'interno del settore medesimo. La domanda che si rivolge all'esterno del settore riguarda i servizi di intermediazione finanziaria e di gestione immobiliare (7%), Trasporti (4%) e servizi personali (4%). Tuttavia, il contributo di crescita offerto dal settore rimane piuttosto sostenuto, collocandosi ad un livello del 33% di crescita del sistema.

Sotto questo profilo, è importante notare come il modello di sviluppo adottato dalle politiche pubbliche tenti di equilibrare i due obiettivi di rilancio dell'economia locale e di migliore infrastrutturazione, con una decisa azione a favore della qualità della crescita attraverso l'attivazione di un'economia di servizi, cui un investimento industriale è in grado di apportare un contributo in termini di maggiori attività produttive e domanda in settori manifatturieri di carattere industriale che rappresentano il motore dell'economia di servizio. Infatti, tutti i settori manifatturieri e delle costruzioni esprimono una consistente domanda di servizi alle imprese, e di servizi di intermediazione finanziaria ed immobiliare, mentre i settori dei servizi alle imprese tendono a ricercare

---

<sup>34</sup> Il settore pubblico non contabilizza come vendita la fornitura dei propri servizi, pertanto la possibilità per i settori acquirenti di contabilizzare il valore dei servizi acquistati è nulla. In questo caso, l'interscambio fra i settori dell'istruzione e gli altri settori dell'economia pur avendo un contenuto materiale non può avere alcun elemento di valore.

maggiormente ulteriori servizi alle imprese, o al più ad attivare una domanda di consumi e di servizi alla persona.

Il tipo di investimento ipotizzato è quindi in grado di produrre una significativa domanda locale per la quantità di investimenti previsti dalle politiche pubbliche verso il settore dei servizi alle imprese e di sostenere in questo modo lo sforzo diretto a raggiungere uno sviluppo di qualità.

Dalla Tab. 5 è possibile rilevare indicazioni anche per quanto riguarda il contributo dei settori dell'investimento sotto il profilo della produttività, calcolata in termini di rapporto fra valore aggiunto e occupazione.

Gli indici riportati indicano che nell'economia brindisina i settori a maggiore impatto sul valore aggiunto territoriale sono quelli meno integrati con la realtà produttiva circostante. Così, ad esempio, i settori dell'attività pubblica come l'istruzione presentano gli indici di produzione di valore aggiunto più elevati tanto che ogni milione di euro prodotto dal settore dell'istruzione si trasforma in 925 mila euro di valore aggiunto e crea 27 addetti; al contrario la medesima cifra prodotta dal settore alimentare si trasforma in 220 mila euro di valore aggiunto e crea 5 addetti.

Questi dati, che testimoniano la debolezza del sistema produttivo locale, possono indurre la convinzione di una maggiore efficienza del settore pubblico rispetto al settore privato. In realtà, l'analisi della produttività evidenzia che i settori più produttivi sono quelli industriali di processo (energia, chimica e materie plastiche, mezzi di trasporto) e quelli dei servizi immobiliari e finanziari. Anche sotto questo profilo, tuttavia, i settori della meccanica locale e quelli dei servizi alle imprese presentano risultati di produttività molto bassi, mostrando una esigenza di riorganizzazione e di crescita organizzativa particolarmente urgenti.

Fra i settori su cui si concentra la quota principale delle risorse finanziarie previste dagli investimenti delle politiche pubbliche e della costruzione del rigassificatore il settore delle costruzioni presenta un indice di 0,342 di produzione di valore aggiunto per ogni euro di produzione totale con 13 addetti ogni milione di euro di produzione. Fra i settori industriali del territorio è certamente il più efficace nel rapporto fra risorse dirette impegnate e capacità di produzione di reddito e occupazione. Mentre i settori legati alla produzione meccanica sono meno efficaci poiché gli indici variano fra lo 0,23 e lo 0,30 e l'occupazione creata si colloca attorno agli 8 addetti per milione investito. Nel panorama produttivo locale l'agricoltura presenta indici molto positivi, non tanto in termini di valore aggiunto (anche in questo caso il valore degli input è molto limitato essendo il settore primario) quanto in termini di occupazione che risulta il più elevato con 53 addetti per ogni milione di euro investito. Il settore dei servizi alle imprese mostra un indice di 0,56 con 16 addetti per ogni milione di euro investito.

Il quadro che emerge è di un sistema economico in cui i settori a maggior valore aggiunto sono l'istruzione, l'agricoltura, la pubblica amministrazione, e i settori dei servizi in generale. Tra l'altro sono questi i settori a maggiore intensità di lavoro, pertanto il modello dell'economia, che presenta una debolezza strutturale nelle attività di produzione industriale, è centrato sulle attività di servizio sia per le prospettive di

breve termine, sia per le opportunità di medio lungo periodo. Ogni investimento direttamente indirizzato a questi settori sarà in grado di produrre il maggior contributo sia in termini di prodotto interno lordo, sia in termini di occupazione, tuttavia avrà minori possibilità di diffondere i propri effetti al resto del sistema produttivo.

Per avere la massima efficacia in termini di sviluppo produttivo allora è necessario che siano molteplici le sollecitazioni dei settori a più alta intensità di lavoro e di valore aggiunto. Tuttavia tali sollecitazioni, che in prima approssimazione possono essere di carattere esogeno, vale a dire derivanti da iniezioni esterne di risorse finanziarie, in chiave strutturale debbono trovare una via endogena di attivazione. Ciò significa che il modello di crescita deve affiancare agli investimenti direttamente orientati ai settori di attività previsti dalle politiche pubbliche, anche investimenti che siano in grado di attivare domanda per i settori più efficienti passando per settori aperti agli apporti esterni. In questo modo si crea un circuito endogeno strutturale per lo sviluppo dell'economia territoriale.

Sotto questo profilo l'investimento per la costruzione del rigassificatore rappresenta un'adequata integrazione alle politiche pubbliche.

### **5.3 Gli effetti dell'investimento: gli scenari attesi**

Gli scenari relativi alla fase di investimento sono 2 ed entrambi vanno a confrontarsi con lo scenario di base, rappresentato dall'andamento stimato tenendo conto che le spese pubbliche programmate per lo sviluppo locale siano effettivamente sostenute nei tempi previsti dalla programmazione.

Nel paragrafo precedente sono esposti i dati di input per la realizzazione dei risultati stimati per il periodo 2007-2013 perché questo rappresenta il periodo di programmazione: pertanto i risultati espressi in questo paragrafo rappresentano i numeri attesi al termine del 2013, considerando che le risorse pubbliche siano state effettivamente erogate e la costruzione dell'impianto di rigassificazione sia stata ultimata per l'avvio dell'esercizio operativo ad inizio del 2013.

Lo scenario base (Tab.6) evidenzia che la struttura dell'investimento complessivo alimenta il settore su cui si concentrano le maggiori risorse, vale a dire l'attività edilizia e delle costruzioni. In particolare, dei 296 milioni di euro investiti l'11% alimenta l'effetto di moltiplicazione della domanda di attività di costruzione all'interno del sistema, tuttavia una parte importante, pari a circa 200 milioni, sarà destinata al resto del sistema. Le quote principali sono destinate al settore dei prodotti per edilizia e al settore dei prodotti in metallo (circa 30 milioni ciascuno), al settore dei servizi alle imprese (circa 15 milioni) e un valore compreso fra i 7 e 10 milioni verrà destinato ai settori del commercio all'ingrosso, dei trasporti e delle public utilities. Nello scenario base l'effetto dell'investimento previsto per il settore delle costruzioni rappresenta circa il 20% dell'incremento di attività del settore dei servizi alle imprese e circa il 24% dell'incremento di risorse destinate ai settori del commercio e dei trasporti.

Tab. 6. I risultati dello Scenario Base

dati in migliaia euro	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto Unità	Indice di rendimento
	Domanda finale	Produzione	Valore Aggiunto	Occupati	Prod/Dom
Agricoltura,caccia e silvicoltura	114.616	158.524	122.200	8.379	1,38
Pesca,piscicoltura e servizi connessi	2.747	2.853	2.010	64	1,04
Estrazione di minerali energetici	1	1	0	0	1,00
Estrazione di minerali non energetici	78	5.045	2.215	62	64,42
Industrie alimentari e delle bevande e del tabacco	34.715	56.746	12.494	263	1,63
Industrie tessili e dell'abbigliamento	25.949	27.878	8.579	433	1,07
Prep.e concia cuoio;fabbr.artic.viaggio	4.081	4.084	1.426	81	1,00
Ind.legno,esclusi mobili;fabbr.in paglia	13.090	28.043	9.432	440	2,14
Fabbric.pasta-carta e della carta	7.297	13.250	3.906	94	1,82
Fabbric.coke,raffinerie,combust.nucleari	103	5.498	625	2	53,42
Fabbric.prodotti chimici e fibre sintetiche	1.020	12.681	1.491	24	12,43
Fabbric.artic.in gomma e mat.plastiche	1.820	15.150	2.129	18	8,32
Fabbric.prodotti lavoraz.min.non metallif.	8.524	59.746	19.426	623	7,01
Produzione di metallo e fabbricazione di prodotti in metallo	21.976	81.967	19.594	598	3,73
Fabbric.macchine ed appar. mecc.,instal.	7.664	10.684	3.255	88	1,39
Fabbric.macchine elettriche e di apparecchiature e lettroniche	16.387	21.915	6.880	359	1,34
Fabbric.di mezzi di trasporto	1.584	6.374	1.356	8	4,02
Altre industrie manifatturiere	15.360	16.221	4.391	143	1,06
Prod.e distrib.energ.eletrr.,gas e acqua	50.229	86.060	24.835	157	1,71
Costruzioni	296.073	340.105	116.472	4.514	1,15
Commercio	6.958	42.934	24.467	738	6,17
Alberghi e ristoranti	38.753	48.221	21.023	660	1,24
Trasporti,magazzinaggio e comunicaz.	82.177	127.754	65.221	1.080	1,55
Intermediaz.monetaria e finanziaria	0	28.851	16.039	187	-
Informatica, R&S, servizi alle imprese	197.549	274.506	153.634	4.515	1,39
Pubblica amministrazione e difesa	142.377	142.682	105.036	2.378	1,00
Istruzione	94.728	94.789	87.695	2.581	1,00
Sanita' e altri servizi sociali	0	1.403	424	10	-
Altri servizi pubblici,sociali e personali	142.469	182.791	92.948	3.995	1,28
Attività immobiliari, noleggio	0	29.843	26.436	123	-
<b>TOTALE</b>	<b>1.328.323</b>	<b>1.926.598</b>	<b>955.639</b>	<b>32.617</b>	<b>1,45</b>
Produttività VA/Occ 1000€				<b>29,30</b>	
Agricoltura, silvicoltura e pesca	117.364	161.376	124.210	8.443	1,38
Industria in senso stretto	209.877	451.342	122.034	3.392	2,15
Costruzioni	296.073	340.105	116.472	4.514	1,15
Totale industria	505.950	791.447	238.506	7.906	1,56
Commercio, riparazioni, alberghi e ristoranti, trasporti e comunicazi	127.887	218.909	110.711	2.478	1,71
Intermediazione monetaria e finanziaria; attività immobiliari e impre	197.549	333.200	196.110	4.825	1,69
Altre attività di servizi	379.574	421.665	286.103	8.964	1,11
Totale servizi	705.010	973.775	592.923	16.268	1,38
<b>Valore aggiunto ai prezzi base (al lordo SIFIM)</b>	<b>1.328.323</b>	<b>1.926.598</b>	<b>955.639</b>	<b>32.617</b>	<b>1,45</b>

Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati Brindisi LNG

L'effetto dell'investimento nel settore delle costruzioni rappresenta il 43% del risultato di crescita del settore industriale determinato dall'investimento per lo sviluppo locale, mentre per quanto riguarda i settori dei servizi, anche altre misure dell'intervento pubblico esprimono effetti di crescita. In particolare, il settore dei servizi alle imprese nell'economia brindisina, riceve input intermedi da parte di tutti gli altri settori. In particolare i più efficaci in questo senso sono le attività commerciali, i servizi finanziari, i servizi alla persona e i settori manifatturieri.

In termini occupazionali si rileva che il progetto di investimento pubblico esprime un impatto in termini di addetti dominato dagli interventi nel settore agricolo, nel settore delle costruzioni e nel settore dei servizi alle imprese: oltre 17.000 dei 32.600 addetti stimati provengono dagli investimenti in questi settori di attività. Il settore delle

costruzioni è in grado di attivare direttamente circa 4.500 addetti, cui vanno aggiunti i circa 600 del settore dei materiali per edilizia e del settore dei prodotti in metallo. Anche il settore dei servizi alle imprese attiva un'occupazione di circa 4.500 addetti nell'intero periodo.

E' importante notare (Tab. 6) come i valori di rendimento dello Scenario 0 evidenzino un moltiplicatore della domanda pari a 1,45, con una produttività complessiva di 29,3 mila euro, con un effetto moltiplicatore particolarmente rilevante nel settore manifatturiero (2,15)..

Lo scenario 1 (Tab. 7), che aggiunge allo scenario precedente l'investimento per la realizzazione del rigassificatore contabilizzando solo gli importi dei contratti direttamente assegnati ad imprese locali, modifica il modello di intervento complessivo allargando la varietà degli input per il sistema economico locale.

Tab. 7 I risultati dello scenario 1

dati in migliaia euro	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto Unità	Indice di rendimento
	Domanda finale	Produzione	Valore Aggiunto	Occupati	Prod/Dom
Agricoltura,caccia e silvicoltura	114.616	158.853	122.453	8.397	1,39
Pesca,piscicoltura e servizi connessi	2.747	2.855	2.012	64	1,04
Estrazione di minerali energetici	1	1	0	0	1,00
Estrazione di minerali non energetici	78	7.900	3.469	97	100,89
Industrie alimentari e delle bevande e del tabacco	34.715	57.192	12.592	265	1,65
Industrie tessili e dell'abbigliamento	25.949	27.990	8.613	434	1,08
Prep.e concia cuoio;fabbr.artic.viaggio	4.081	4.084	1.426	81	1,00
Ind.legno,esclusi mobili;fabbr.in paglia	13.090	32.685	10.993	512	2,50
Fabbric.pasta-carta e della carta	7.297	14.174	4.179	100	1,94
Fabbric.coke,raffinerie,combust.nucleari	103	6.498	738	3	63,14
Fabbric.prodotti chimici e fibre sintetiche	1.020	15.543	1.828	29	15,24
Fabbric.artic.in gomma e mat.plastiche	6.271	24.186	3.400	28	3,86
Fabbric.prodotti lavoraz.min.non metallif.	18.588	98.146	31.912	1.024	5,28
Produzione di metallo e fabbricazione di prodotti in metallo	29.615	120.161	28.725	877	4,06
Fabbric.macchine ed appar. mecc.,instal.	17.929	22.091	6.729	182	1,23
Fabbric.macchine elettriche e di apparecchiature e lettroniche	27.821	35.771	11.231	586	1,29
Fabbric.di mezzi di trasporto	1.584	6.639	1.412	8	4,19
Altre industrie manifatturiere	15.360	16.512	4.470	145	1,08
Prod.e distrib.energ.eletrr.,gas e acqua	50.229	94.028	27.134	171	1,87
Costruzioni	468.623	532.559	182.379	7.069	1,14
Commercio	6.967	51.565	29.386	886	7,40
Alberghi e ristoranti	38.753	50.105	21.844	685	1,29
Trasporti,magazzinaggio e comunicaz.	85.823	141.091	72.030	1.193	1,64
Intermediaz.monetaria e finanziaria	0	34.622	19.248	225	-
Informatica, R&S, servizi alle imprese	203.942	295.158	165.192	4.855	1,45
Pubblica amministrazione e difesa	142.377	142.682	105.036	2.378	1,00
Istruzione	94.728	94.789	87.695	2.581	1,00
Sanita' e altri servizi sociali	0	1.622	490	12	-
Altri servizi pubblici,sociali e personali	142.469	184.840	93.990	4.040	1,30
Attività immobiliari, noleggio	0	33.973	30.095	140	-
<b>TOTALE</b>	<b>1.554.775</b>	<b>2.308.314</b>	<b>1.090.700</b>	<b>37.069</b>	<b>1,48</b>
Produttività VA/Occ 1000€				<b>29,42</b>	
Agricoltura, silvicoltura e pesca	117.364	161.708	124.465	8.460	1,38
Industria in senso stretto	253.731	583.600	158.850	4.544	2,30
Costruzioni	468.623	532.559	182.379	7.069	1,14
Totale industria	722.353	1.116.159	341.229	11.613	1,55
Commercio, riparazioni, alberghi e ristoranti, trasporti e comunicazi	131.543	242.761	123.259	2.765	1,85
Intermediazione monetaria e finanziaria; attività immobiliari e impre	203.942	363.753	214.535	5.219	1,78
Altre attività di servizi	379.574	423.933	287.211	9.011	1,12
Totale servizi	715.058	1.030.447	625.005	16.995	1,44
<b>Valore aggiunto ai prezzi base (al lordo SIFIM)</b>	<b>1.554.775</b>	<b>2.308.314</b>	<b>1.090.700</b>	<b>37.069</b>	<b>1,48</b>

Fonte:Elaborazioni Nomisma su dati Brindisi LNG

Questo aspetto di varietà, più che l'incremento delle quantità di risorse finanziarie investite, agisce come elemento di crescita per il sistema. Infatti, se si valuta l'effetto dell'impatto del maggior incremento degli investimenti in costruzioni, si rileva che i 226 milioni investiti complessivamente generano circa 382 milioni di crescita rispetto allo scenario di base. L'effetto di moltiplicazione è particolarmente rilevante nel settore dell'attività edilizia, che incrementa di circa 150 milioni, di circa 20 milioni nel settore dei servizi alle imprese, e di una cifra di circa 40 milioni nel settore dei prodotti in metallo. I valori degli indicatori di rendimento descrivono l'effetto migliorativo dell'inserimento dell'impianto nell'attività economica del territorio. La produttività complessiva aumenta di qualche centesimo (29,42), tuttavia tale segnale è rafforzato da un maggiore effetto moltiplicativo (1,48) generale e da un maggior effetto moltiplicativo del settore manifatturiero (2,30).

Tab. 8 I risultati dell'investimento di Brindisi LNG nello scenario 1

dati in migliaia euro	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto Unità	Indice di rendimento
	Domanda finale	Produzione	Valore Aggiunto	Occupati	Prod/Dom
Agricoltura,caccia e silvicoltura	0	329	254	17	
Pesca,piscicoltura e servizi connessi	0	3	2	0	
Estrazione di minerali energetici	0	0	0	0	
Estrazione di minerali non energetici	0	2.855	1.254	35	
Industrie alimentari e delle bevande e del tabacco	0	446	98	2	
Industrie tessili e dell'abbigliamento	0	112	34	2	
Prep.e concia cuoio;fabbr.artic.viaggio	0	0	0	0	
Ind.legno,esclusi mobili;fabbr.in paglia	0	4.642	1.561	73	
Fabbric.pasta-carta e della carta	0	923	272	7	
Fabbric.coke,raffinerie,combust.nucleari	0	1.000	114	0	
Fabbric.prodotti chimici e fibre sintetiche	0	2.862	337	5	
Fabbric.artic.in gomma e mat.plastiche	4.451	9.036	1.270	10	2,03
Fabbric.prodotti lavoraz.min.non metallif.	10.064	38.401	12.486	401	3,82
Produzione di metallo e fabbricazione di prodotti in metallo	7.638	38.194	9.130	279	5,00
Fabbric.macchine ed appar. mecc.,instal.	10.266	11.407	3.475	94	1,11
Fabbric.macchine elettriche e di apparecchiature e lettroniche	11.434	13.856	4.350	227	1,21
Fabbric.di mezzi di trasporto	0	264	56	0	
Altre industrie manifatturiere	0	291	79	3	
Prod.e distrib.energ.eletr.,gas e acqua	0	7.968	2.299	15	
Costruzioni	172.550	192.454	65.907	2.555	1,12
Commercio	10	8.632	4.919	148	
Alberghi e ristoranti	0	1.883	821	26	
Trasporti,magazzinaggio e comunicaz.	3.646	13.337	6.809	113	3,66
Intermediaz.monetaria e finanziaria	0	5.771	3.208	37	
Informatica, R&S, servizi alle imprese	6.393	20.652	11.558	340	3,23
Pubblica amministrazione e difesa	0	0	0	0	
Istruzione	0	0	0	0	
Sanita' e altri servizi sociali	0	219	66	2	
Altri servizi pubblici,sociali e personali	0	2.049	1.042	45	
Attività immobiliari, noleggio	0	4.130	3.659	17	
<b>TOTALE</b>	<b>226.452</b>	<b>381.715</b>	<b>135.060</b>	<b>4.452</b>	<b>1,69</b>
Produttività VA/Occ 1000€				<b>30,34</b>	
Agricoltura, silvicoltura e pesca	0	332	255	17	
Industria in senso stretto	43.853	132.258	36.816	1.152	3,02
Costruzioni	172.550	192.454	65.907	2.555	1,12
Totale industria	216.403	324.711	102.723	3.707	1,50
Commercio, riparazioni, alberghi e ristoranti, trasporti e comunicazi	3.655	23.852	12.549	287	6,53
Intermediazione monetaria e finanziaria; attività immobiliari e impre	6.393	30.553	18.425	394	4,78
Altre attività di servizi	0	2.268	1.108	46	
Totale servizi	10.049	56.673	32.082	727	5,64
<b>Valore aggiunto ai prezzi base (al lordo SIFIM)</b>	<b>226.452</b>	<b>381.715</b>	<b>135.060</b>	<b>4.452</b>	<b>1,69</b>

Fonte:Elaborazioni Nomisma su dati Brindisi LNG

Per cui va rilevato che la crescita nei settori indotti del sistema tende ad essere superiore alla dimensione proporzionale rilevata dalla crescita delle attività rispetto allo scenario precedente. In particolare, i moltiplicatori della domanda finale dei singoli settori sono superiori nello scenario 1 rispetto allo scenario base.

Tale evidenza trova conferma nella valutazione degli indicatori specifici legati all'investimento nello scenario 1 (Tab. 8). In questo spaccato di dettaglio si rileva che la produttività complessiva è di 30,34 mila euro a giustificazione di un incremento della produttività nello Scenario 1. Tale incremento si associa ad una crescita dell'occupazione di 4.452 addetti, che corrispondono a 1.112 addetti aggiuntivi per ciascuno dei 4 anni previsti per la realizzazione dell'impianto.

Complessivamente, si rileva che mentre il moltiplicatore della domanda finale per l'investimento per la costruzione dell'impianto si attesta attorno al valore di 1,68 il moltiplicatore per lo scenario base rimane attorno al valore di 1,45. Ciò indica che l'efficacia in termini di attivazione della produzione locale da parte dell'attività di investimento prevista per la realizzazione dell'impianto è complessivamente superiore a quella prevista dalle politiche pubbliche, ed che il contributo che tale investimento riesce ad esprimere per il sistema enfatizza le linee programmatiche pubbliche.

L'aspetto più importante è da riferire alla crescita dell'attività nei settori dei servizi, sia perché rappresentano il nucleo più consistente delle possibilità di crescita del reddito sul territorio, sia perché sono in grado di attivare il maggior impatto sulle opportunità occupazionali, sia perché rappresentano il motore secondario della crescita endogena del sistema economico locale.

In questo senso la crescita dell'investimento diretto nel settore dei servizi alle imprese (servizi di ingegneria) è in grado di far attivare ulteriore domanda di servizi alle imprese, tuttavia è importante notare come il moltiplicatore specifico passi da 1,39 a 3,23 (per ogni euro investito nel settore la domanda cresce non più di 39 centesimi, ma di 2,23 euro). Si tratta in sostanza di un incremento progressivo del 7% nell'efficacia di creare domanda di servizi alle imprese sul territorio.

Questa tendenza si riscontra anche per altri settori dei servizi, in particolare il moltiplicatore del settore dei trasporti da 1,55 a 3,66 e quello dei servizi in generale da 1,41 a 5,64.

Questi risultati evidenziano che una maggiore varietà dell'intervento diretto è in grado di enfatizzare l'effetto di moltiplicatore dell'attività, che i settori su cui puntare l'attenzione sono certamente quelli dei servizi, ma che è meglio far crescere la loro attività partendo dall'azione di meccanismi di mercato, e che questo genera un incremento occupazionale sostanzialmente più elevato.

In particolare sono 340 gli occupati in più che si vengono a creare rispetto allo scenario base nei settori dei servizi alle imprese. Questo corrisponde ad una crescita del 1,8% del valore aggiunto per addetto settoriale e rappresenta l'effetto di una maggiore occupazione associata ad una maggiore produttività.

Tale effetto è enfatizzato considerando i risultati complessivi dello Scenario 1 rispetto allo Scenario base. Il valore aggiunto per addetto cresce da 29.298 euro a 29.423 euro, con un incremento di produttività globale del lavoro dello 0,4%.

Lo scenario 1a enfatizza i risultati dello scenario 1. Infatti, induce una ulteriore crescita nei moltiplicatori dei servizi perché rafforza la dimensione della varietà dell'intervento, inoltre incrementa con attività locali alcune operazioni non appaltabili ad aziende del territorio.

Tab. 9. I risultati dello Scenario 1a

dati in migliaia euro	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto Unità	Indice di rendimento
	Domanda finale	Produzione	Valore Aggiunto	Occupati	Prod/Dom
Agricoltura,caccia e silvicoltura	114.616	158.889	122.481	8.398	1,39
Pesca,piscicoltura e servizi connessi	2.747	2.855	2.012	64	1,04
Estrazione di minerali energetici	1	1	0	0	1,00
Estrazione di minerali non energetici	78	8.206	3.603	101	104,79
Industrie alimentari e delle bevande e del tabacco	34.715	57.240	12.603	265	1,65
Industrie tessili e dell'abbigliamento	25.949	28.003	8.617	435	1,08
Prep.e concia cuoio;fabbr.artic.viaggio	4.081	4.084	1.426	81	1,00
Ind.legno,esclusi mobili;fabbr.in paglia	13.090	33.093	11.130	519	2,53
Fabbric.pasta-carta e della carta	7.297	14.283	4.211	101	1,96
Fabbric.coke,raffinerie,combust.nucleari	103	6.620	752	3	64,33
Fabbric.prodotti chimici e fibre sintetiche	1.020	15.924	1.873	30	15,61
Fabbric.artic.in gomma e mat.plastiche	7.326	25.803	3.627	30	3,52
Fabbric.prodotti lavoraz.min.non metallif.	19.952	101.958	33.151	1.063	5,11
Produzione di metallo e fabbricazione di prodotti in metallo	33.587	128.660	30.756	939	3,83
Fabbric.macchine ed appar. mecc.,instal.	23.876	28.274	8.613	233	1,18
Fabbric.macchine elettriche e di apparecchiature e lettroniche	29.433	37.668	11.826	618	1,28
Fabbric.di mezzi di trasporto	1.584	6.677	1.420	8	4,22
Altre industrie manifatturiere	15.360	16.568	4.485	146	1,08
Prod.e distrib.energ.eletr.,gas e acqua	50.229	95.131	27.452	173	1,89
Costruzioni	482.470	548.074	187.692	7.275	1,14
Commercio	6.967	52.726	30.047	906	7,57
Alberghi e ristoranti	38.753	50.305	21.931	688	1,30
Trasporti,magazzinaggio e comunicaz.	86.093	142.549	72.774	1.205	1,66
Intermediaz.monetaria e finanziaria	0	35.297	19.623	229	-
Informatica, R&S, servizi alle imprese	203.942	296.751	166.084	4.881	1,46
Pubblica amministrazione e difesa	142.377	142.682	105.036	2.378	1,00
Istruzione	94.728	94.789	87.695	2.581	1,00
Sanita' e altri servizi sociali	0	1.644	497	12	-
Altri servizi pubblici,sociali e personali	142.469	185.061	94.102	4.045	1,30
Attività immobiliari, noleggjo	0	34.429	30.499	142	-
<b>TOTALE</b>	<b>1.582.843</b>	<b>2.354.244</b>	<b>1.106.020</b>	<b>37.550</b>	<b>1,49</b>
Produttività VA/Occ 1000€				<b>29,45</b>	
Agricoltura, silvicoltura e pesca	117.364	161.744	124.493	8.462	1,38
Industria in senso stretto	267.681	608.193	165.546	4.745	2,27
Costruzioni	482.470	548.074	187.692	7.275	1,14
Totale industria	750.151	1.156.267	353.238	12.020	1,54
Commercio, riparazioni, alberghi e ristoranti, trasporti e comunicazi	131.813	245.580	124.752	2.800	1,86
Intermediazione monetaria e finanziaria; attività immobiliari e impre	203.942	366.477	216.206	5.252	1,80
Altre attività di servizi	379.574	424.176	287.330	9.016	1,12
Totale servizi	715.329	1.036.233	628.288	17.068	1,45
<b>Valore aggiunto ai prezzi base (al lordo SIFIM)</b>	<b>1.582.843</b>	<b>2.354.244</b>	<b>1.106.020</b>	<b>37.550</b>	<b>1,49</b>

Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati Brindisi LNG

Rispetto allo scenario 1 si rileva un incremento nei moltiplicatori dei settori dei materiali per edilizia e in quello dei prodotti in metallo, mentre si contraggono sia quello della produzione di macchine, sia quello del settore delle costruzioni. Va notata la crescita di incidenza dei consumi energetici e un'ulteriore significativa crescita del moltiplicatore dei servizi alle imprese. I settori che beneficiano di più in questo scenario sono quelli del commercio e dell'accoglienza, anche in virtù di una maggiore presenza in loco di personale non residente. Va rilevato tuttavia che questo tipo di domanda potrebbe essere considerata più aleatoria, in quanto destinata ad essere presente sul territorio per un periodo limitato, funzionale alle attività di costruzione dell'impianto.

In termini generali, i risultati attesi per questo scenario sotto il profilo della produttività globale sono di un incremento limitato rispetto allo scenario 1 (29.450 euro per addetto contro 29.430 euro per addetto).

Tali risultati sono ancora più espliciti se si estrapola l'effetto dell'investimento per la realizzazione del rigassificatore dai dati generali dello scenario. La produttività generale dell'investimento passa a 30,49 mila euro e il numero di addetti raggiunge la quota di 4.933 corrispondente a 1.233 addetti aggiuntivi all'anno. Inoltre, il moltiplicatore delle attività di servizio raggiunge la quota di 6,05, mentre l'industria manifatturiera incrementa la propria capacità di produzione di 2,71.

Tab. 10. I risultati dell'investimento di Brindisi LNG nello scenario 1a

dati in migliaia euro	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto Unità	Indice di rendimento
	Domanda finale	Produzione	Valore Aggiunto	Occupati	Prod/Dom
Agricoltura,caccia e silvicoltura	0	365	281	19	
Pesca,piscicoltura e servizi connessi	0	3	2	0	
Estrazione di minerali energetici	0	0	0	0	
Estrazione di minerali non energetici	0	3.161	1.388	39	
Industrie alimentari e delle bevande e del tabacco	0	494	109	2	
Industrie tessili e dell'abbigliamento	0	125	39	2	
Prep.e concia cuoio;fabbr.artic.viaggio	0	0	0	0	
Ind.legno,esclusi mobili;fabbr.in paglia	0	5.050	1.699	79	
Fabbric.pasta-carta e della carta	0	1.033	304	7	
Fabbric.coke,raffinerie,combust.nucleari	0	1.122	128	1	
Fabbric.prodotti chimici e fibre sintetiche	0	3.243	381	6	
Fabbric.artic.in gomma e mat.plastiche	5.507	10.653	1.497	12	1,93
Fabbric.prodotti lavoraz.min.non metallif.	11.428	42.212	13.725	440	3,69
Produzione di metallo e fabbricazione di prodotti in metallo	11.611	46.693	11.162	341	4,02
Fabbric.macchine ed appar. mecc.,instal.	16.212	17.590	5.358	145	1,09
Fabbric.macchine elettriche e di apparecchiature e lettroniche	13.046	15.753	4.946	258	1,21
Fabbric.di mezzi di trasporto	0	303	64	0	
Altre industrie manifatturiere	0	347	94	3	
Prod.e distrib.energ.eletr.,gas e acqua	0	9.071	2.618	17	
Costruzioni	186.397	207.969	71.220	2.760	1,12
Commercio	10	9.792	5.580	168	
Alberghi e ristoranti	0	2.083	908	29	
Trasporti,magazzinaggio e comunicaz.	3.916	14.795	7.553	125	3,78
Intermediaz.monetaria e finanziaria	0	6.446	3.584	42	
Informatica, R&S, servizi alle imprese	6.393	22.245	12.450	366	3,48
Pubblica amministrazione e difesa	0	0	0	0	
Istruzione	0	0	0	0	
Sanita' e altri servizi sociali	0	241	73	2	
Altri servizi pubblici,sociali e personali	0	2.270	1.154	50	
Attività immobiliari, noleggjo	0	4.586	4.063	19	
<b>TOTALE</b>	<b>254.520</b>	<b>427.646</b>	<b>150.381</b>	<b>4.933</b>	<b>1,68</b>
Produttività VA/Occ 1000€				<b>30,49</b>	
Agricoltura, silvicoltura e pesca	0	368	283	19	
Industria in senso stretto	57.803	156.851	43.512	1.353	2,71
Costruzioni	186.397	207.969	71.220	2.760	1,12
Totale industria	244.201	364.820	114.732	4.113	1,49
Commercio, riparazioni, alberghi e ristoranti, trasporti e comunicazi	3.926	26.670	14.041	322	6,79
Intermediazione monetaria e finanziaria; attività immobiliari e impre	6.393	33.277	20.096	427	5,20
Altre attività di servizi	0	2.511	1.227	51	
Totale servizi	10.319	62.458	35.365	800	6,05
<b>Valore aggiunto ai prezzi base (al lordo SIFIM)</b>	<b>254.520</b>	<b>427.646</b>	<b>150.381</b>	<b>4.933</b>	<b>1,68</b>

Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati Brindisi LNG

L'analisi degli scenari evidenzia quindi che l'investimento per la realizzazione del rigassificatore è in grado di avviare quel processo di riorganizzazione del sistema di produzione locale nei settori manifatturieri e dei servizi alle imprese, che consentirebbe di aumentare la produttività dei settori privati del territorio.

#### 5.4 L'impianto di rigassificazione nella fase a regime

Nella fase a regime l'impianto di rigassificazione riduce molto il proprio impatto economico sul territorio, rispetto alla fase di costruzione.

I motivi sono diversi e riguardano la natura dell'attività stessa. Si tratta infatti di un'attività a basso contenuto di lavoro, ad alta intensità energetica e ad alta intensità di capitale.

La valutazione dell'occupazione a regime prevista dall'azienda di gestione dell'impianto indica in 60 addetti diretti, di cui 57 stabilmente sul territorio e tre a rotazione di supporto all'attività locale.

La maggior parte dei servizi di funzionamento sono appoggiati al porto per le operazioni di gestione del traffico marittimo connesso con le navi gasiere che alimenteranno l'impianto in ragione di 100 l'anno.

Esiste poi una parte dell'attività a regime che sarà destinata all'acquisto di servizi prodotti localmente sotto forma di manutenzione e utilities.

In sostanza i dati di input del modello per calcolare l'impatto del rigassificatore nella fase di esercizio sono relativi al personale diretto e ai consumi delle relative famiglie, al personale indotto nell'esercizio delle attività portuali, nell'incremento della domanda finale di attività di trasporto legate all'esercizio del porto (indotte peraltro da una maggiore entrata sotto forma di tassazione e diritti di concessione) e all'incremento delle attività dell'indotto locale per attività di manutenzione e di supporto alla gestione dell'impianto.

La Tab. 11 descrive l'impatto a regime del rigassificatore.

Sostanzialmente si ritiene che la domanda finale indotta nel sistema ammonti a circa 15,5 milioni di euro, a prezzi costanti ogni anno.

Questa domanda è per il 39% legata all'incremento dell'attività portuale, per il 35% legata all'incremento delle attività di manutenzione e per il restante 26% legata ai consumi delle famiglie degli occupati nel porto e nel rigassificatore.

In particolare i consumi delle famiglie si trasformano in domanda per i settori dell'economia locale secondo lo schema del bilancio familiare. Pertanto le quote principali della domanda saranno rivolte ai servizi commerciali, ai servizi immobiliari, ai prodotti alimentari, abbigliamento, ristorazione e servizi alla persona.

Tab. 11 Risultati dello Scenario A

dati in migliaia euro	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto	Incremento Assoluto Unità	Indice di rendimento
	Domanda finale	Produzione	Valore Aggiunto	Occupati	Prod/Dom
Agricoltura,caccia e silvicoltura	55	187	144	10	3,42
Pesca,piscicoltura e servizi connessi	12	13	9	0	1,07
Estrazione di minerali energetici	0	0	0	0	1,00
Estrazione di minerali non energetici	0	13	6	0	183,77
Industrie alimentari e delle bevande e del tabacco	444	573	126	3	1,29
Industrie tessili e dell'abbigliamento	205	221	68	3	1,08
Prep.e concia cuoio;fabbr.artic.viaggio	70	70	25	1	1,00
Ind.legno,esclusi mobili;fabbr.in paglia	9	42	14	1	4,78
Fabbric.pasta-carta e della carta	47	116	34	1	2,46
Fabbric.coke,raffinerie,combust.nucleari	79	188	21	0	2,38
Fabbric.prodotti chimici e fibre sintetiche	64	159	19	0	2,48
Fabbric.artic.in gomma e mat.plastiche	15	260	37	0	17,51
Fabbric.prodotti lavoraz.min.non metallif.	14	83	27	1	5,80
Produzione di metallo e fabbricazione di prodotti in metallo	6	867	207	6	136,00
Fabbric.macchine ed appar. mecc.,instal.	3.051	3.149	959	26	1,03
Fabbric.macchine elettriche e di apparecchiature e lettroniche	2.441	2.575	809	42	1,06
Fabbric.di mezzi di trasporto	77	150	32	0	1,94
Altre industrie manifatturiere	66	74	20	1	1,12
Prod.e distrib.energ.eletr.,gas e acqua	400	719	207	1	1,80
Costruzioni	5	164	56	2	36,26
Commercio	810	1.261	719	22	1,56
Alberghi e ristoranti	238	365	159	5	1,53
Trasporti,magazzinaggio e comunicaz.	6.087	6.992	3.569	59	1,15
Intermediaz.monetaria e finanziaria	65	418	232	3	-
Informatica, R&S, servizi alle imprese	378	1.156	647	19	3,06
Pubblica amministrazione e difesa	11	11	8	0	1,00
Istruzione	35	35	32	1	1,00
Sanita' e altri servizi sociali	71	106	32	1	-
Altri servizi pubblici,sociali e personali	188	350	178	8	1,86
Attività immobiliari, noleggior	589	925	820	4	-
<b>TOTALE</b>	<b>15.531</b>	<b>21.241</b>	<b>9.216</b>	<b>221</b>	<b>1,37</b>
Produttività VA/Occ 1000€				<b>41,79</b>	
Agricoltura, silvicoltura e pesca	67	199	153	10	3,00
Industria in senso stretto	6.989	9.259	2.611	87	1,32
Costruzioni	5	164	56	2	36,26
Totale industria	6.993	9.424	2.667	90	1,35
Commercio, riparazioni, alberghi e ristoranti, trasporti e comunicazi	7.136	8.618	4.447	86	1,21
Intermediazione monetaria e finanziaria; attività immobiliari e impre	1.031	2.499	1.699	26	2,42
Altre attività di servizi	305	501	250	10	1,65
Totale servizi	8.471	11.618	6.396	121	1,37
<b>Valore aggiunto ai prezzi base (al lordo SIFIM)</b>	<b>15.531</b>	<b>21.241</b>	<b>9.216</b>	<b>221</b>	<b>1,37</b>

Fonte: Elaborazioni Nomisma su dati ISTAT

In primo luogo va rilevato che il moltiplicatore generale dell'impianto a regime è calcolato in 1,37. Si tratta di un valore inferiore al dato relativo alla costruzione dell'impianto, ed è inferiore anche alle ipotesi di moltiplicazione della domanda utilizzate nella fase di investimento dello scenario di base.

Naturalmente l'attività di maggiore spessore è quella relativa ai trasporti, che intercetta il 30% della produzione attivata annualmente dal rigassificatore.

Tuttavia, il dato di maggior rilievo riguarda l'incidenza del settore manifatturiero, che rappresenta il 45% dell'intero impatto economico annuale del rigassificatore, e l'attività dei servizi alle imprese che incidono per il 5% sull'intero impatto annuale dell'attività del rigassificatore e per circa il 10% delle attività di servizio attivate dalla presenza del rigassificatore.

Complessivamente le attività industriali saranno in grado di produrre in virtù della presenza del rigassificatore 9,424 milioni di euro mentre le attività di servizio produrranno 11,618 milioni di euro, la maggior parte dei quali sotto forma di servizi di trasporto, attività finanziarie e servizi alle imprese.

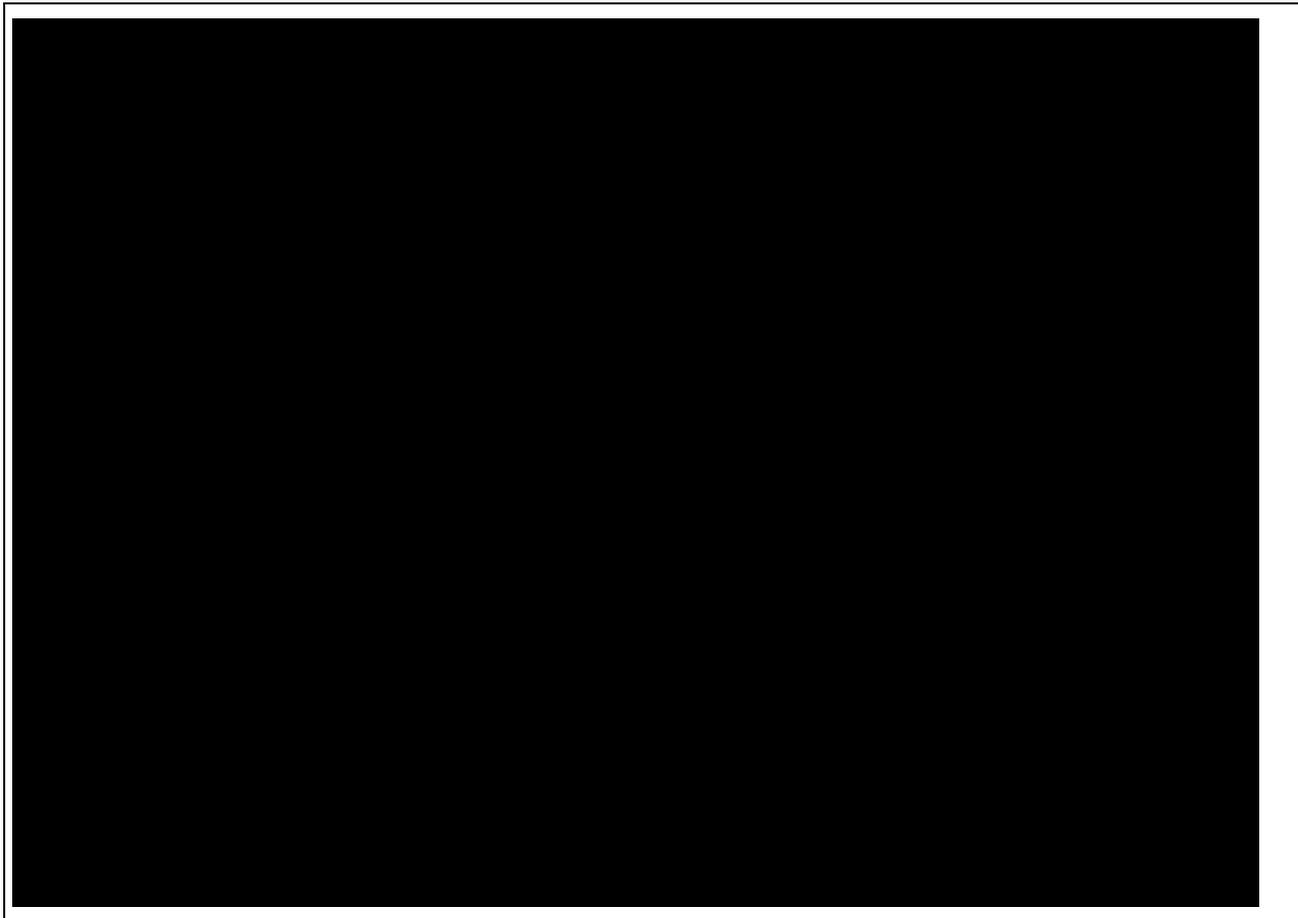
In ragione di questi risultati e in virtù di una maggiore intensità di lavoro del settore dei servizi, il numero di occupati a regime dovrebbe essere di 221 addetti, 121 dei quali nel settore dei servizi, e 90 nel comparto industriale. In termini di produttività i 41.701 euro per addetto medi rappresentano un valore significativamente superiore a quelli calcolati negli scenari della fase di costruzione dell'impianto, sia anche nei confronti della situazione attuale. In particolare mentre i settori industriali presentano livelli di produttività di 29.633 euro per addetto, nel settore dei servizi la media è di 52.859 euro per addetto.

Rapportando la produttività alla situazione verificatasi nel 2006, lo Scenario A evidenzia che il sistema di produzione locale con la presenza in attività dell'impianto consente una crescita del 2,5% della produttività complessiva del sistema economico, particolarmente nel settore dei servizi e nel settore dei prodotti in metallo.

## **5.5 Il confronto con l'evoluzione media del sistema produttivo locale**

Nella Tab. 12 sono riportati i risultati di una simulazione fatta per valutare il peso del rigassificatore rispetto alla dinamica normale dell'economia territoriale. Fra il 1996 e il 2006 l'economia brindisina ha avuto un andamento declinante, con un tasso di crescita negativo pari a -0,42% medio annuo in termini reali.

*Tab. 12. Stima dell'impatto del rigassificatore sull'evoluzione dell'economia della Provincia di Brindisi*



Fonte: elaborazioni Nomisma su dati ISTAT

Al dato di valore aggiunto locale del 2006 è stato quindi applicato tale tasso di crescita, considerato normale, per il periodo 2007-2013 al fine di stimare l'andamento di base dell'economia in assenza di nuovi investimenti sia di carattere pubblico, sia di carattere privato.

Il valore aggiunto dell'attività del rigassificatore rappresenta lo 0,14% in termini reali del prodotto interno lordo locale. Pertanto nell'attività a regime si può ipotizzare che il sistema produttivo locale anziché diminuire dello 0,42% in termini reali, declini ad un tasso dello 0,26%.

Per calcolare il risultato finale del rigassificatore si sono utilizzati diversi punti di partenza in ragione del fatto che il rigassificatore fosse realizzato secondo le previsioni dello scenario 1 o quelle dello scenario 1a. Allo stesso modo il confronto è stato effettuato con due scenari di base in ragione che si tenesse conto dell'investimento previsto nello scenario base oppure che il sistema crescesse al tasso medio annuo normale.

Il risultato finale indica che il 2014, preso a riferimento come primo anno dell'attività a regime del rigassificatore vedrebbe il prodotto interno lordo provinciale ad un livello compreso fra i 6.493,6 milioni di euro e i 6.508,9 milioni di euro a prezzi costanti, contro un valore previsto compreso fra i 5.398,3 milioni (senza investimenti pubblici) e i 6.349,9 milioni (con investimenti pubblici).

L'evoluzione tendenziale dell'economia provinciale è quindi di recessione da diverso tempo ormai. Naturalmente la dimensione dell'attività a regime del rigassificatore, pur



riducendo di un terzo il tasso di decremento del valore aggiunto provinciale, non è in grado di riportare verso la crescita il modello declinante dell'economia provinciale.

Tuttavia è importante notare come tali tassi di crescita negativi siano l'effetto della mancanza di investimenti sul territorio. Infatti, applicando all'economia del territorio il tasso di crescita previsto con le attività di investimento illustrati nei tre scenari discussi nel presente lavoro, si raggiungerebbe un livello di crescita che sarebbe dell'1,75% nell'ipotesi che si realizzassero solo gli investimenti previsti nella programmazione delle politiche pubbliche, mentre il tasso di crescita sarebbe del 2% se a questo si associasse anche l'investimento per la costruzione del rigassificatore.