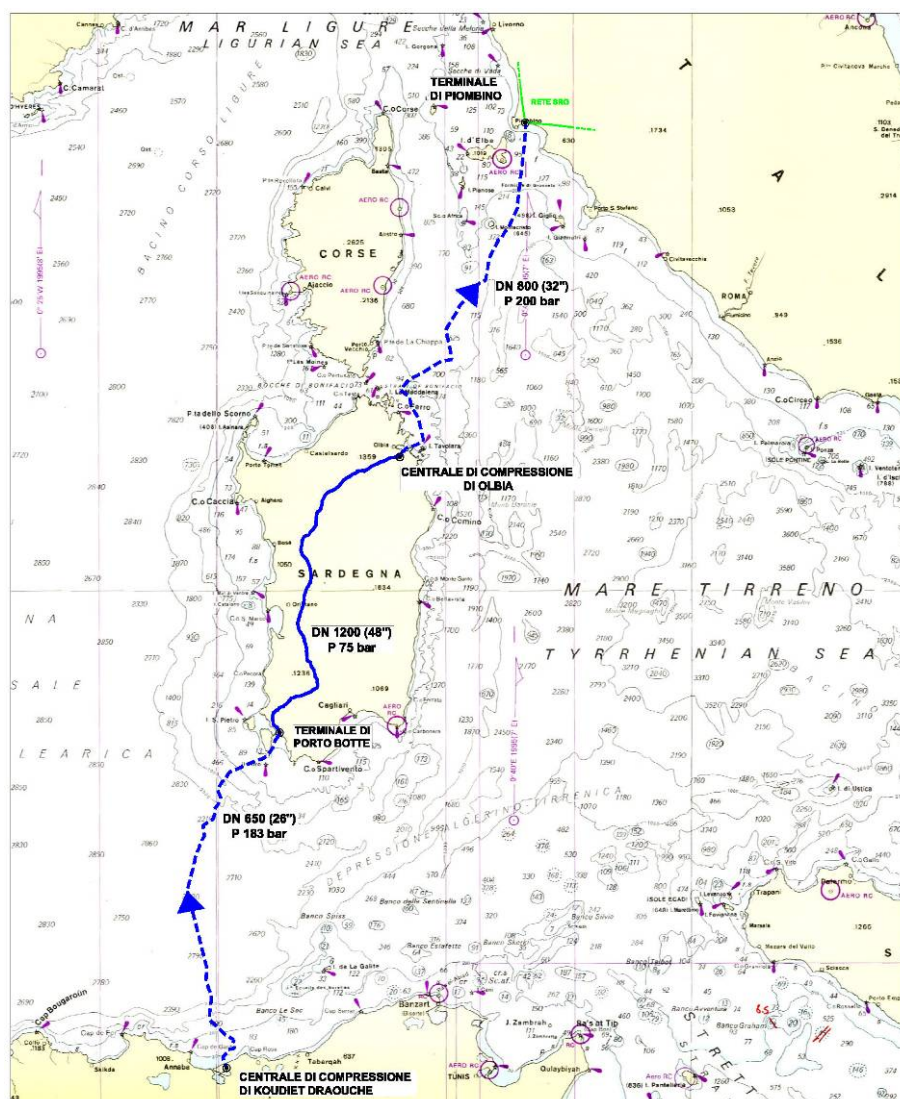


GALSI S.p.A. Milano, Italia

**Gasdotto Algeria - Sardegna - Italia
(GALSI)**

Studio di Impatto
Ambientale
Volume Introduttivo

VOLUME I


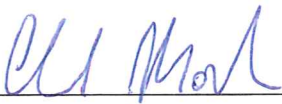
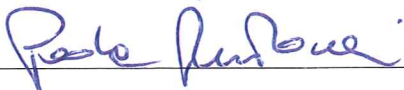





GALSI S.p.A. Milano, Italia

Gasdotto Algeria - Sardegna - Italia Studio di Impatto Ambientale (GALSI) (Sezione I)

Volume Introduttivo

| | | |
|-------------------|--|----------------|
| Preparato da | Firma | Data |
| Chiara Valentini |  | 21 Luglio 2008 |
| Verificato da | Firma | Data |
| Claudio Mordini |  | 21 Luglio 2008 |
| Paola Rentocchini |  | 21 Luglio 2008 |
| Approvato da | Firma | Data |
| Roberto Carpaneto |  | 21 Luglio 2008 |

| Rev. | Descrizione | Preparato da | Verificato | Approvato | Data |
|------|------------------------------|--------------|------------|-----------|-------------|
| 0 | Emissione per Autorizzazioni | CHV | CSM/PAR | RC | Luglio 2008 |

INDICE

| | <u>Pagina</u> |
|--|---------------|
| ELENCO DELLE TABELLE | III |
| ELENCO DELLE FIGURE | IV |
| ELENCO DELLE FIGURE IN ALLEGATO | V |
| 1 PRESENTAZIONE DEL PROGETTO | 1 |
| 2 SCOPO DELL'OPERA | 4 |
| 3 ARTICOLAZIONE DELLO STUDIO DI IMPATTO | 7 |
| 4 MACRO-ALTERNATIVE DI PROGETTO | 9 |
| 4.1 REGIONE SARDEGNA | 9 |
| 4.1.1 Alternative di Approdo | 9 |
| 4.1.2 Tracciati a Terra relativi alle Alternative di Approdo, Valutazioni Preliminari | 14 |
| 4.1.3 Individuazione del Tracciato di Progetto e Localizzazione della Centrale di Compressione | 21 |
| 4.2 REGIONE TOSCANA | 29 |
| 4.2.1 Alternative di Approdo e Tracciati off-shore | 29 |
| 4.2.2 Alternative di Tracciato a Terra e Punto di Connessione con la RNG | 31 |
| 4.2.3 Conclusioni | 33 |
| 5 ASPETTI AUTORIZZATIVI | 34 |
| 5.1 AMMINISTRAZIONI DI COMPETENZA | 34 |
| 5.2 CONVENZIONE ONU SUL DIRITTO DEL MARE (UNCLOS) | 36 |
| 5.2.1 Contenuti ed Obiettivi | 36 |
| 5.2.2 Relazioni con il Progetto | 37 |
| 5.3 ASPETTI AUTORIZZATIVI NAZIONALI, DECRETO LEGISLATIVO 27 DICEMBRE 2004, NO. 330 | 38 |
| 6 ENERGIA E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE | 41 |
| 6.1 PIANO NAZIONALE PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE, IN ATTUAZIONE DELL'AGENDA 21 | 42 |
| 6.1.1 Contenuti ed Obiettivi | 42 |
| 6.1.2 Relazioni con il Progetto | 42 |
| 6.2 PIANI NAZIONALI SUL CONTENIMENTO DELLE EMISSIONI | 43 |
| 6.2.1 Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici e Protocollo di Kyoto | 43 |
| 6.2.2 Relazioni con il Progetto | 43 |
| 6.3 INDIRIZZI DELLA POLITICA ENERGETICA NAZIONALE | 44 |
| 6.4 CONFERENZA NAZIONALE PER ENERGIA E L'AMBIENTE | 44 |
| 6.5 RIFERIMENTI NORMATIVI RELATIVI ALLA LIBERALIZZAZIONE DEI SETTORI ENERGETICI | 45 |
| 6.5.1 Decreto Legislativo 16 Marzo 1999, No. 79 | 46 |
| 6.5.2 Decreto Legislativo 23 Maggio 2000, No. 164 | 50 |
| 6.5.3 Direttiva 2003/54/CE | 56 |
| 6.5.4 Direttiva 2003/55/CE | 56 |
| 6.5.5 Legge 3 Agosto 2007, No. 125 | 58 |

**INDICE
(CONTINUAZIONE)**

| | <u>Pagina</u> |
|--|----------------------|
| 6.6 RIFERIMENTI NORMATIVI NAZIONALI DI INTERESSE PER IL PROGETTO | 59 |
| 6.6.1 Documento di Programmazione Economica e Finanziaria (DPEF) 2008-2011 | 59 |
| 6.6.2 Legge No. 433 del 21 Dicembre 2001 (Legge Obiettivo) | 59 |
| 6.6.3 Legge 12 Dicembre 2002, No. 273 (Misure per Favorire l'Iniziativa Privata e lo Sviluppo della Concorrenza) | 60 |
| 6.6.4 Legge 23 Agosto 2004, No. 239 (Riordino del Sistema Energetico) | 60 |
| 6.6.5 Decreto Legge 12 Novembre 2004, No. 273 (Direttiva 2003/87/CE "Emission Trading") | 63 |
| 6.6.6 Legge 18 Aprile 2005, No. 62 | 64 |
| 6.7 POLITICA ENERGETICA REGIONALE | 66 |
| 6.7.1 Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) della Sardegna | 66 |
| 6.7.2 Metanizzazione della Sardegna | 69 |
| 6.7.3 Piano di Indirizzo Energetico Regionale (PIER) della Regione Toscana | 71 |
| 7 CONSIDERAZIONI AMBIENTALI CORRELATE ALL'UTILIZZO DI GAS NATURALE | 73 |
| 8 CONTESTO ENERGETICO DI RIFERIMENTO | 76 |
| 8.1 MERCATO EUROPEO DEL GAS NATURALE, SITUAZIONE ATTUALE E IPOTESI DI SVILUPPO | 77 |
| 8.1.1 Situazione Attuale | 77 |
| 8.1.2 Prospettive della Domanda di Gas | 78 |
| 8.2 RETE TRANSEUROPEA DEL GAS E PROGETTI PRIORITARI | 81 |
| 8.3 ANALISI DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA DI GAS NATURALE IN ITALIA | 83 |
| 8.3.1 Quadro Energetico Nazionale | 83 |
| 8.3.2 Evoluzione della Domanda di Gas Naturale in Italia | 84 |
| 8.3.3 Sviluppo di Nuove Infrastrutture di Importazione | 86 |
| 9 OPZIONE ZERO | 87 |
| 10 TEMPISTICA GENERALE DEL PROGETTO | 88 |
| RIFERIMENTI | |

ELENCO DELLE TABELLE

| <u>Tabella No.</u> | <u>Pagina</u> |
|--|----------------------|
| Tabella 3.1: Studio di Impatto Ambientale, Elenco Documenti | 7 |
| Tabella 4.1: Alternative di Progetto in Regione Sardegna, Tabella comparativa degli Approdi | 14 |
| Tabella 4.2: Alternative di Progetto in Regione Sardegna, Tabella comparativa dei Tracciati, Valutazione Preliminare | 19 |
| Tabella 4.3: Alternative di Progetto in Regione Sardegna, Tabella comparativa dei Tracciati Meridionali | 20 |
| Tabella 4.4: Alternative di Progetto in Regione Sardegna, Valutazioni conclusive | 28 |
| Tabella 4.5: Alternative di Progetto in Regione Toscana, Valutazioni degli Approdi e dei Tracciati off-shore | 31 |
| Tabella 5.1: Amministrazioni interessate dal Progetto | 34 |
| Tabella 8.1: Consumo di Gas Naturale in Europa | 77 |
| Tabella 8.2: Consumi di Energia Primaria in Europa, Anno 2006 | 79 |
| Tabella 8.3: Rete Transeuropea del Gas Naturale e Progetti Prioritari, NG 2 | 82 |
| Tabella 8.4: Bilancio Energetico in Italia, Anno 2006 | 83 |
| Tabella 8.5: Domanda di Gas Naturale in Italia, Anni 2005-2006 | 84 |
| Tabella 8.6: Quantitativi di Gas Naturale disponibili nella Rete Italiana, Anno 2006 | 85 |
| Tabella 8.7: Importazioni di Gas Naturale in Italia, Anno 2006 | 85 |

ELENCO DELLE FIGURE

| <u>Figura No.</u> | <u>Pagina</u> |
|--|----------------------|
| Figura 1.1: Sistema di Trasporto GALSI | 2 |
| Figura 2.1: Approvvigionamento di Gas Naturale, Sistema Attuale e Sistema Integrato Futuro | 4 |
| Figura 2.2: Copertura Domanda Gas EU 30, Stato Attuale e Proiezione al 2020 | 5 |
| Figura 4.1: Alternative di Tracciato in Regione Toscana | 32 |
| Figura 7.1: Emissioni di CO2 equivalenti, Combustibili Fossili | 74 |
| Figura 8.1: Consumo di Gas Naturale in Europa, Previsioni Eurogas | 79 |
| Figura 8.2: Consumo di Gas Naturale in Europa per Settori, Previsioni Eurogas | 80 |
| Figura 8.3: Previsioni di Consumo di Gas Naturale in Europa, Analisi della Copertura | 80 |
| Figura 8.4: Consumo di Gas Naturale in Europa, Previsione di Quote di Importazione | 81 |

ELENCO DELLE FIGURE IN ALLEGATO**Figura No.**

| | |
|-----------|---|
| Figura 1 | Analisi di Fattibilità Tracciati in Sardegna, Carta Altimetrica e Morfologica |
| Figura 2 | Analisi di Fattibilità Tracciati in Sardegna, Aree Destinate a Parchi e Riserve e Rete Natura 2000 |
| Figura 3 | Studio di Dettaglio Approdo in Sardegna, Alternative Meridionali, Carta Nautica |
| Figura 4 | Studio di Dettaglio Approdo in Sardegna, Alternative Settentrionali, Carta Nautica |
| Figura 5 | Studio di Dettaglio Approdo in Sardegna, Alternative Meridionali, Posidonia Oceanica ed Urbanizzazione |
| Figura 6 | Studio di Dettaglio Approdo in Sardegna, Alternative Settentrionali, Posidonia Oceanica ed Urbanizzazione |
| Figura 7 | Alternativa Localizzazione della Centrale di Compressione, Approdo di Punta del Canigione |
| Figura 8 | Alternativa Localizzazione della Centrale di Compressione, Approdo di Olbia |
| Figura 9 | Analisi di Fattibilità Tracciati in Toscana, Carta Nautica |
| Figura 10 | Sezione Off-shore, Limiti ed Aree di Interesse Operativo |
| Figura 11 | Sezione On-shore, Amministrazioni Interessate |
| Figura 12 | Linee di base e Limite delle Acque Territoriali |
| Figura 13 | Piattaforma Continentale e Frontiere Marittime |
| Figura 14 | Trans-European Networks, Progetti Prioritari per il Gas Naturale |
| Figura 15 | Cronoprogramma generale del Progetto |

Si noti che nel presente documento i valori numerici sono stati riportati utilizzando la seguente convenzione:

separatore delle migliaia = virgola (,)
separatore decimale = punto (.)

RAPPORTO
VOLUME INTRODUTTIVO ALLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
SEZIONE I
GASDOTTO ALGERIA – SARDEGNA – ITALIA (GALSI)

1 PRESENTAZIONE DEL PROGETTO

Galsi S.p.A. è una società costituita nel Febbraio 2003 per la progettazione e la realizzazione di un gasdotto destinato all'importazione di gas naturale dall'Algeria all'Italia attraverso la Sardegna (progetto GALSI).

Il progetto riveste un elevato valore strategico per lo sviluppo del sistema nazionale ed europeo di gas naturale in quanto assicurerà l'ottimizzazione delle fonti di approvvigionamento di gas supportando la crescita del mercato energetico europeo e darà il via al programma di metanizzazione della Regione Sardegna.

La società Galsi è partecipata da:

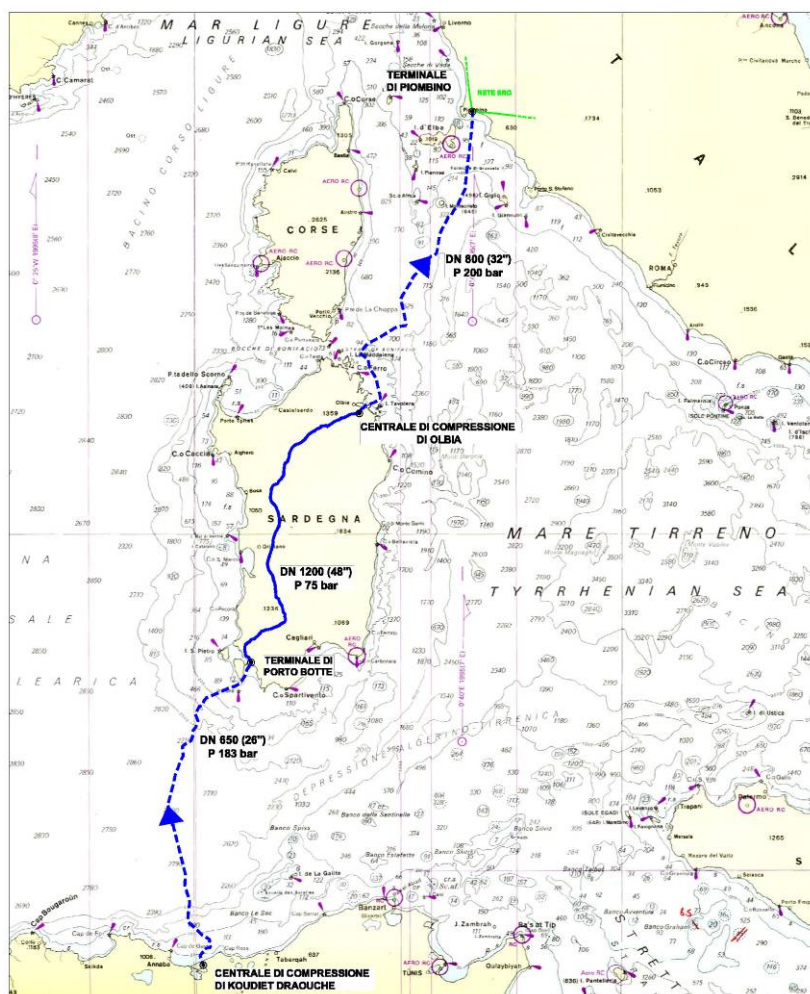
- Sonatrach (Società Nazionale Idrocarburi Algerina), 3^o esportatore al mondo di gas naturale;
- Edison S.p.A., 2^o operatore italiano nel settore gas naturale e produzione di energia elettrica;
- EnelProduzione S.p.A., 3^o operatore europeo nel settore energetico;
- SFIRS S.p.A., società partecipata al 93% dalla Regione Sardegna;
- Gruppo HERA, 2^a multiutility italiana.

L'infrastruttura rientra tra i progetti prioritari proposti dalla Comunità Europea (2003, 2004) ed è esplicitamente citata dalla Legge 12 Dicembre 2002, No. 273 (Art. 27) quale nuova infrastruttura per l'approvvigionamento di gas naturale dai paesi esteri.

L'articolato e complesso sistema di trasporto che costituisce il progetto GALSI è costituito da (si veda la seguente Figura 1.1):

- la Centrale di Compressione e misura fiscale in Algeria (sito di Koudiet Drauche), che assicurerà la spinta per garantire il flusso del gas tra l'Algeria e la Sardegna;
- la sezione sottomarina ("off-shore") in acque molto profonde tra l'Algeria e la Sardegna, costituita da:
 - una condotta sottomarina DN 650 (26") P 183 bar, con punti di approdo presso Koudiet Drauche (Algeria) e Porto Botte (Sardegna sud-occidentale),
 - il Terminale di Arrivo di Porto Botte e il relativo breve tratto di metanodotto a terra tra l'approdo e il Terminale,
- la sezione terrestre Porto Botte – Olbia di attraversamento dell'intera Sardegna, da Sud-Ovest a Nord-Est, costituita da una condotta DN 1200 (48"), P 75 bar;
- la Centrale di Compressione di Olbia, che assicurerà la spinta per garantire il flusso del gas tra la Sardegna e la Toscana;

- la sezione off-shore tra la Sardegna e la Toscana costituita da:
 - un breve tratto di metanodotto a terra tra la Centrale di Olbia e l’approdo,
 - una condotta sottomarina DN 800 (32”) P 200 bar con punti di approdo presso Olbia (Località “Le Saline”) e Piombino (Località “Torre del Sale”),
- il Terminale di Arrivo di Piombino, ubicato in prossimità dell’approdo e presso il quale avverrà il collegamento con l’esistente Rete Nazionale dei Gasdotti, e la breve condotta terrestre dal punto di approdo al Terminale.

Figura 1.1: Sistema di Trasporto GALSI


In ragione della complessità del progetto, si è reso necessario articolare la documentazione che è stata prodotta da GALSI a supporto della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) come riassunto al Capitolo 3.

Nel presente **Volume Introduttivo (Volume I)** sono raccolti gli aspetti relativi al sistema di trasporto nel suo complesso. Essi sono:

- presentazione del progetto;
- scopo dell'opera;
- articolazione del SIA;
- macro-alternative di progetto;
- aspetti autorizzativi;
- benefici ambientali derivanti dall'utilizzo del gas;
- energia e sostenibilità ambientale;
- contesto energetico di riferimento;
- opzione zero;
- tempistica generale del progetto.

2 SCOPO DELL'OPERA

La domanda crescente di gas naturale in Italia ed in Europa a fronte di una produzione in continua diminuzione richiede sempre più urgentemente il potenziamento dei canali di importazione. Il progetto Galsi rappresenta una risposta concreta al fabbisogno energetico ed alla sicurezza di approvvigionamento di gas naturale per l'Italia e l'Europa.

Figura 2.1: Approvvigionamento di Gas Naturale, Sistema Attuale e Sistema Integrato Futuro

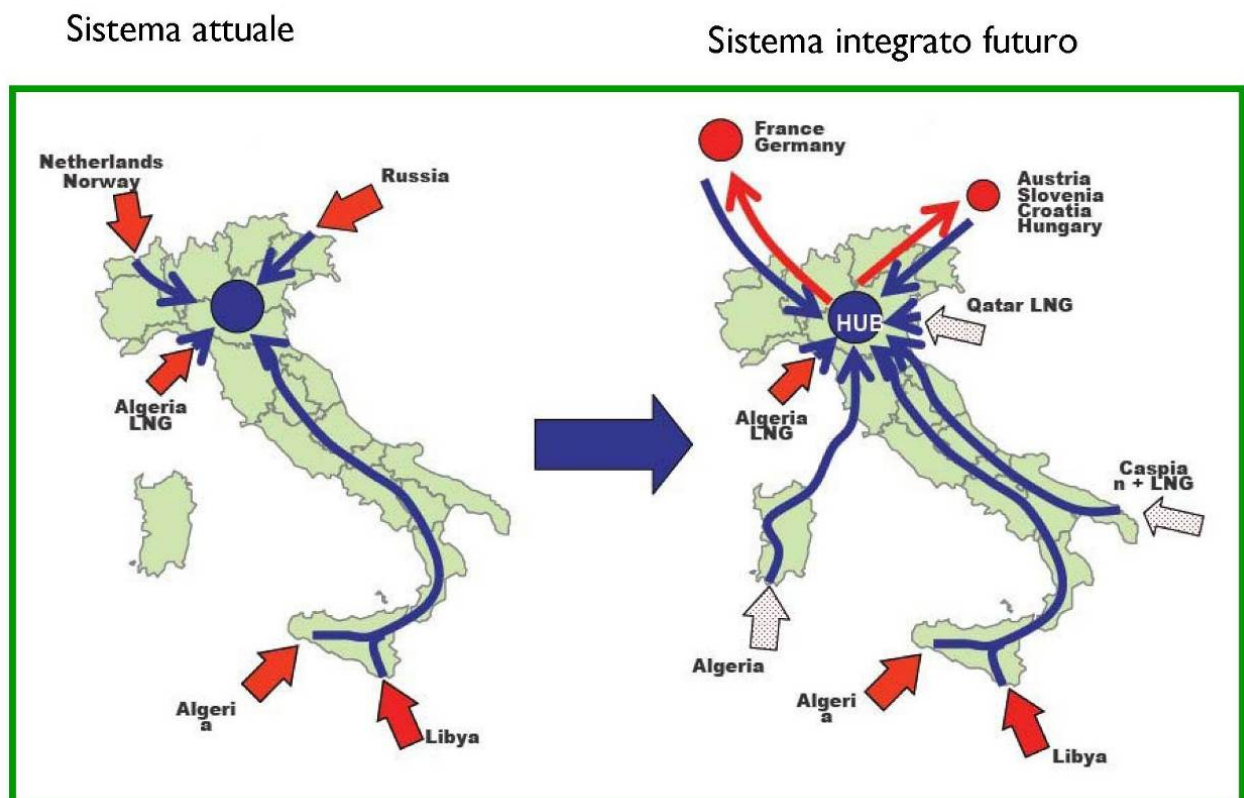
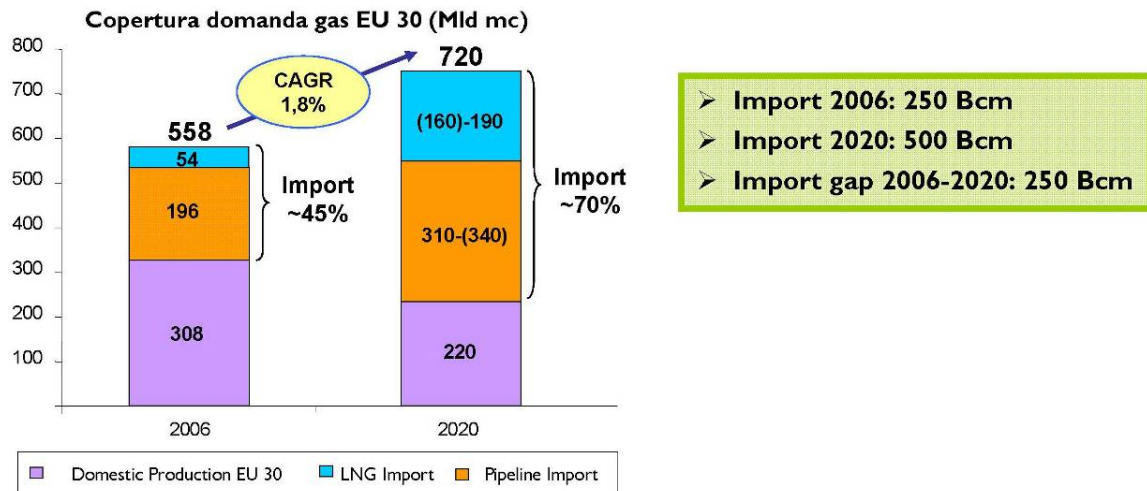


Figura 2.2: Copertura Domanda Gas EU 30, Stato Attuale e Proiezione al 2020


Fonti: BP, ENI, Edison

La strategicità del progetto Galsi si può riassumere nei seguenti punti:

- migliorerà la **sicurezza di approvvigionamento** del gas garantendo il transito di ulteriori 8 mld m³/a di gas naturale algerino verso il mercato italiano ed europeo;
- soddisferà la **domanda crescente** di gas naturale nell'Unione Europea;
- sarà una rotta alternativa a **costi competitivi** che approda al baricentro della domanda italiana;
- permetterà la **metanizzazione della Sardegna** attualmente non fornita dalla rete nazionale e favorirà una conseguente spinta economica;
- favorirà una vera **concorrenza** sul mercato italiano;
- contribuirà positivamente al raggiungimento degli obiettivi del **protocollo di Kyoto** per la salvaguardia dell'ambiente.

Per quanto riguarda la metanizzazione della Sardegna, tale regione dipende per il 23% dal carbone, per il 2.3% da fonti energetiche rinnovabili e per il restante 74.7% dal petrolio per la mancanza di infrastrutture di collegamento con i Paesi produttori di gas naturale.

La domanda potenziale di gas in Sardegna si attesta attorno ai 1- 1.5 mld m³/a. Con queste premesse risulta strategico, ai fini della sicurezza delle forniture così come per il costo dell'energia, alimentare la Sardegna con gas naturale. In questo modo Galsi consentirà:

- disponibilità di gas naturale per le utenze domestiche, industriali e di generazione elettrica attraverso ulteriori sviluppi della rete di distribuzione;
- ricadute positive sulle attività delle realtà imprenditoriali locali nella fase di costruzione e gestione del gasdotto e delle reti;
- una partecipazione della Regione ad un'infrastruttura strategica per l'approvvigionamento di gas naturale in Europa.

Come già anticipato Galsi rientra tra i progetti prioritari proposti dalla Comunità Europea (2003, 2004) ed è esplicitamente citata dalla Legge 12 Dicembre 2003, No. 273 (Art. 27) quale nuova infrastruttura per l'approvvigionamento di gas naturale dai paesi esteri (si veda il Paragrafo 8.2).

Il 14 Novembre 2007 ad Alghero (SS) è stato firmato l'accordo intergovernativo tra i governi di Italia e Algeria, preceduto dalla firma del MoU (Memorandum of Understanding) con Snam Rete Gas per la costruzione del tratto di tracciato in territorio sardo e dall'intesa Sonatrach e Regione Sardegna.

Inoltre, il progresso scientifico e tecnologico rendono possibile la realizzazione di progetti all'avanguardia, consentendo la posa di condutture per il trasporto del gas anche a profondità molto elevate sui fondali marini: Galsi, con i suoi 2,800 m nel tratto off-shore tra l'Algeria e l'Italia, sarà il gasdotto più profondo al mondo.

3 ARTICOLAZIONE DELLO STUDIO DI IMPATTO

In ragione della complessità del progetto e delle peculiari caratteristiche dei diversi impianti e sezioni del sistema sia dal punto di vista tecnico sia per quanto riguarda le diverse competenze territoriali, si è reso necessario articolare la documentazione che è stata prodotta da GALSI a supporto della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) come riassunto nelle seguente tabella.

Tabella 3.1: Studio di Impatto Ambientale, Elenco Documenti

| Vol. | SEZIONI | | LINEA / IMPIANTO |
|------|---------|--|---|
| I | I | Volume Introduttivo | Tutti |
| II | IIa | SIA - Quadro Programmatico | Tratto Sardegna - Condotta Sottomarina DN 650 (26 ") off-shore Porto Botte - Terminale di Arrivo di Porto Botte - Metanodotto Porto Botte-Olbia DN 1200 (48 ") (272 km) - Condotta sottomarina DN 800 (32") off-shore Olbia |
| | IIb | SIA - Quadro Progettuale | |
| | IIc | SIA - Quadro Ambientale, Sezione off-shore Porto Botte | |
| | IId | SIA - Quadro Ambientale, Sezione off-shore Olbia | |
| | IIe | SIA - Quadro Ambientale, Sezione terrestre | |
| III | III | SIA - Allegati Cartografici | |
| IV | IV | Sintesi non Tecnica del SIA | |
| V | Va | SIA: Quadro Programmatico | Centrale di Compressione di Olbia |
| | Vb | SIA - Quadro Progettuale | |
| | Vc | SIA -Quadro Ambientale | |
| VI | VI | Sintesi non Tecnica del SIA | |
| VII | VII | Documentazione per Autorizzazione Integrata Ambientale | |
| VIII | VIIIa | Studio di Incidenza (SIC ITB042226, SIC ITB042223) | Tutti |
| | VIIIb | Studio di Incidenza (SIC ITB021101, ZPS ITB023050, ZPS ITB013048, SIC ITB011113) | |
| | VIIIc | Studio di Incidenza (ZPS ITB013019) | |
| IX | IXa | SIA - Quadro Programmatico | Tratto Toscana - Condotta sottomarina DN 800 (32") off-shore Piombino - Metanodotto a terra di collegamento DN 800 (32") (3 km) - Terminale di Arrivo di Piombino |
| | IXb | SIA - Quadro Progettuale | |
| | IXc | SIA - Quadro Ambientale | |
| X | X | Sintesi non Tecnica del SIA | |

Come già anticipato, nel presente **Volume I** (Introduttivo) sono raccolti gli aspetti relativi al sistema di trasporto nel suo complesso.

Il **Volume II** costituisce lo Studio di Impatto Ambientale (SIA) relativo a:

- la sezione sottomarina ("off-shore") in acque molto profonde tra l'Algeria e la Sardegna, costituita da:
 - una condotta sottomarina DN 650 (26") P 183 bar, con punti di approdo presso Koudiet Drauche (Algeria) e Porto Botte (Sardegna sud-occidentale),
 - il Terminale di Arrivo di Porto Botte e il relativo breve tratto di metanodotto a terra tra l'approdo e il Terminale;
- la sezione terrestre Porto Botte – Olbia di attraversamento dell'intera Sardegna, da Sud-Ovest a Nord-Est, costituita da una condotta DN 1200 (48"), P 75 bar;

- la condotta sottomarina DN 800 (32") P 200 bar off-shore Olbia, comprensiva del breve tratto di metanodotto a terra tra la Centrale di Olbia e l'approdo.

Il **Volume III** raccoglie la cartografia tematica elaborata per la sezione terrestre (on-shore) del metanodotto che interessa l'intera Sardegna da Sud-Ovest a Nord-Est, dall'approdo di Porto Botte all'approdo di Olbia.

Il **Volume IV** costituisce la Sintesi non Tecnica dello Studio di Impatto Ambientale relativo al Tratto Sardegna (Volume II).

Il **Volume V** costituisce lo Studio di Impatto Ambientale relativo alla Centrale di Compressione gas che verrà realizzata nel territorio del Comune di Olbia mentre il **Volume VI** costituisce la relativa Sintesi non Tecnica.

Il **Volume VII** riporta la documentazione progettuale della Centrale di Compressione di Olbia finalizzata alla richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA).

Il **Volume VIII** costituisce lo Studio di Incidenza relativo ai Siti Natura 2000 interessati dal progetto ed in particolare:

- SIC ITB042226 "Stagno di Porto Botte" e SIC ITB042223 "Stagno di Santa Caterina" ubicati in prossimità dell'approdo costiero di Porto Botte della condotta DN 650 (26") P 183 bar e del relativo Terminale di Arrivo (Sardegna sud-occidentale);
- SIC ITB021101 "Altopiano di Campeda", ZPS ITB023050 Piana di Semestene, Bonorva, Macomer e Bortigali", ZPS ITB013048 "Piana di Ozieri, Mores, Ardara, Tula e Oschiri", SIC ITB011113 "Campo di Ozieri e Pianure Compresse tra Tula e Oschiri" attraversati dalla condotta DN 1200 (48"), P 75 bar (Tratto terrestre Sardegna da Porto Botte ad Olbia);
- ZPS ITB013019 "Isole del Nord Est tra Capo Ceraso e Stagno di San Teodoro", attraversato in corrispondenza dell'approdo di Olbia dalla condotta sottomarina DN 800 (32") P 200 bar e ubicato nel raggio di 10 km dalla Centrale di Compressione di Olbia.

Il **Volume IX** costituisce lo Studio di Impatto Ambientale (SIA) relativo a:

- la condotta sottomarina DN 800 (32") P 200 bar off-shore Piombino e il relativo approdo;
- il Terminale di Arrivo di Piombino, ubicato in prossimità dell'approdo e presso il quale avverrà il collegamento con l'esistente Rete Nazionale dei Gasdotti, e la breve condotta terrestre dal punto di approdo al Terminale.

Il **Volume X** costituisce la Sintesi non Tecnica dello Studio di Impatto Ambientale relativo al Tratto Toscana (Volume IX).

4 MACRO-ALTERNATIVE DI PROGETTO

Le principali macro-alternative esaminate in fase di studio di fattibilità sono descritte dettagliatamente nel presente paragrafo e sono relative a:

- i punti di approdo in Sardegna e l'ubicazione della Centrale di Compressione;
- il tracciato del metanodotto interessante la Regione Sardegna;
- i punti di approdo in Regione Toscana e il punto di inserimento nella Rete Nazionale dei Gasdotti (RNG);
- il tracciato del metanodotto interessante la Regione Toscana.

Ulteriori alternative di progetto sono esaminate all'interno dei relativi volumi di riferimento del SIA (Volume II per il tracciato del metanodotto in Regione Sardegna, Volume V per la Centrale di Compressione, Volume IX per il tracciato del metanodotto in Regione Toscana).

4.1 REGIONE SARDEGNA

Per quanto riguarda il tratto Sardegna le prime alternative esaminate in fase di fattibilità hanno avuto per oggetto:

- le macroaree di approdo, a Sud e a Nord dell'isola, e diversi punti di spiaggiamento;
- i possibili tracciati di congiunzione tra i punti di approdo individuati nelle macroaree.

Le varie macro-alternative esaminate sono confrontate in alcune figure di sintesi in cui sono riportati:

- l'altimetria e la morfologia della Sardegna (Figura 1), al fine di evidenziare i corridoi preferenziali di attraversamento dell'isola;
- parchi, riserve e altre aree protette e aree proposte come Siti di Interesse Comunitario ai sensi della Direttiva Habitat (92/43/CE) (Figura 2).

4.1.1 Alternative di Approdo

La determinazione delle aree di approdo della condotta ha costituito il primo passo per la determinazione del tracciato di progetto.

Considerando la posizione dell'Algeria rispetto all'Italia e tenendo in considerazione quale direzione preferenziale di attraversamento dell'isola quella Sud-Nord sono state identificate due macro aree di approdo:

- la costa meridionale della Sardegna, comprensiva del bordo sud-occidentale, per il collegamento verso l'Algeria;
- la costa settentrionale della Sardegna per la prosecuzione verso Nord della linea. Nel caso di un collegamento diretto con l'Italia continentale è preferibile la costa nord-orientale dell'isola, mentre per la possibilità di interessamento della Corsica in fase preliminare è stata considerata tutta la costa settentrionale.

Fin dall'analisi di fattibilità sono stati quindi già esclusi eventuali approdi sulle coste centrali, sia orientali che occidentali, in quanto, distaccandosi della direzione naturale di

connessione con il continente, avrebbero determinato tracciati decisamente più lunghi, sia della linea nel suo complesso che della parte a mare.

I diversi punti di approdo individuati sono riportati in Figura 1: sono stati esaminati tre diversi punti di approdo sia per l'approdo meridionale che per quello settentrionale.

Le principali caratteristiche dei possibili approdi individuati sono di seguito riportate:

- approdo Sud (si veda la Figura 1):
 - ipotesi 1S: approdo nel Comune di Sarroch, nei pressi dell'area industriale della città, ad una distanza di circa 20 km dalla città di Cagliari,
 - ipotesi 2S: approdo nel Golfo di Palmas, nei pressi di Porto Botte nel Comune di San Giovanni Suergiu,
 - ipotesi 3S: approdo a Nord rispetto al Golfo di Palmas, nei pressi di Matzaccara, nel Comune di San Giovanni Suergiu;
- approdo Nord (si veda la Figura 1):
 - ipotesi 1N: approdo nel comune di Golfo Aranci nella parte orientale del Golfo di Marinella, in corrispondenza di Punta del Canigione,
 - ipotesi 2N: approdo nel Comune di Aglientu sul tratto di costa fra Punta de li Francesi e Monte Russu, circa 6 km a Nord della città,
 - ipotesi 3N: approdo ad Est del Porto di Olbia, in località "Le Saline" nel tratto meridionale del Golfo omonimo.

Le soluzioni preferibili sono quelle che soddisfano al meglio i seguenti requisiti:

- accessibilità della costa sia da mare che da terra e facilità di collegamento con l'interno del territorio;
- interferenza minima con eventuali vincoli ambientali e antropici esistenti;
- compatibilità con il tracciato a mare della condotta.

4.1.1.1 Analisi degli Approdi Meridionali

4.1.1.1.1 Ipotesi 1S

L'ipotesi di approdo si trova nella parte centrale del settore meridionale dell'isola, in prossimità di Sarroch (si veda la Figura 1). Dal punto di vista dell'ubicazione geografica la soluzione risulta ottimale in quanto la piana che unisce Cagliari a Oristano è stata da subito individuata come corridoio preferenziale di attraversamento dalla parte meridionale dell'isola e il punto di approdo individuato si trova in prossimità di essa.

Il punto individuato garantisce inoltre una buona compatibilità con il tracciato a mare della condotta, in quanto:

- tenuto conto della posizione dell'Algeria, a Ovest della Sardegna, gli approdi che si trovano nel settore sud-occidentale dell'isola consentono di minimizzare la lunghezza del tracciato a mare;

- l'area individuata è ubicata ad Ovest di Cagliari, per cui non vi sono interferenze con il traffico marittimo che interessa il porto di questa città.

L'area di approdo interessa terreni su roccia affiorante, ma di costituzione tenera.

Per quanto riguarda l'attraversamento di parchi, riserve, SIC e altre aree naturali protette l'esame della Figura 2 rivela che l'alternativa esaminata:

- non interessa parchi e riserve naturali;
- non interessa aree SIC.

4.1.1.1.2 ipotesi 2S

L'ipotesi 2S di approdo è ubicata ancora più ad occidente rispetto all'ipotesi 1S e prevede l'approdo nell'angolo sud-occidentale dell'isola, nel Golfo di Palmas, Comune di San Giovanni Suergiu.

Analogamente all'ipotesi precedente il punto individuato garantisce una buona compatibilità con il tracciato a mare della condotta.

Nel tratto di costa in esame sono presenti, sia a Nord che a Sud, alcuni stagni costieri individuati come Siti di Interesse Comunitario e ZPS (si veda la Figura 2). Il punto di approdo è stato scelto in modo da non attraversare tali aree; non sono inoltre interessati parchi regionali o altre aree naturali protette.

4.1.1.1.3 ipotesi 3S

L'ipotesi di approdo 3S è ubicata più a Nord rispetto all'ipotesi 2S, sempre in Comune di San Giovanni Suergiu, nel tratto di costa compreso tra Punta S'Aliga e Punta Trettu (si veda la Figura 1).

Analogamente all'ipotesi 2S il punto individuato garantisce una buona compatibilità con il tracciato a mare della condotta. Si sottolinea la presenza della rotta marittima collega le isole di S. Pietro e S. Antioco.

Per quanto riguarda l'attraversamento di parchi, riserve, SIC e altre aree naturali protette l'esame della Figura 2 rivela che l'alternativa esaminata:

- non attraversa parchi e riserve naturali;
- non attraversa aree SIC.

L'area protetta più vicina (proposto SIC "Punta S'Aliga") è situata a Nord ad una distanza di circa 300 m dal punto di approdo.

4.1.1.2 Analisi degli Approdi Settentrionali

La parte settentrionale della Sardegna presenta una morfologia più complessa rispetto a quella meridionale. Come si può osservare dall'esame della Figura 1 non sono infatti evidenti corridoi preferenziali di sbocco verso il mare: inoltre è da rilevare la presenza di vaste aree granitiche, in particolare nel settore occidentale, il cui attraversamento presenta aspetti problematici di carattere tecnico ed ambientale.

I possibili punti di collegamento con la costa italiana sono ubicati nell'arco ligure e toscano: in considerazione della tipologia dei fondali, della lunghezza del tratto a mare, nonché nella

possibilità di individuare un idoneo approdo nei territori costieri delle due regioni, l'area ottimale è stata individuata nella zona costiera centro settentrionale della Toscana.

Rispetto a tale destinazione finale, al fine di minimizzare la lunghezza del tracciato a mare, l'area più idonea da cui iniziare la traversata è ubicata nel settore nord orientale dell'isola. Sono state quindi individuate le ipotesi di approdo 1, 3 e 4, tutte situate in prossimità di Olbia.

Nell'ipotesi di interessare anche la Corsica, inoltre è stata esaminata anche un'ipotesi di tracciato che prevede l'attraversamento di questa isola: in particolare è stata quindi individuata l'ipotesi 2 situata in prossimità di Capo Testa e quindi presso le Bocche di Bonifacio.

Nel seguito del paragrafo le diverse alternative esaminate sono illustrate in dettaglio.

4.1.1.2.1 Ipotesi 1N

L'ipotesi 1N, unitamente alla ipotesi 3N, interessa il settore nord-orientale dell'isola, in prossimità di Olbia. In particolare, l'alternativa in esame consiste nell'approdo presso Golfo degli Aranci, ad Est del Golfo di Marinella in corrispondenza di Punta del Canigione (Figura 1).

L'area si affaccia direttamente sul Mar Tirreno e pertanto risulta ottimizzata la lunghezza del tracciato della condotta a mare per il collegamento con il continente. Inoltre sono evitate possibili interferenze con il traffico marittimo interessante il porto di Olbia.

L'area individuata si inserisce in un tratto di costa scarsamente antropizzato che, se da un lato evita l'interferenze con le attività antropiche, dall'altro la rendono poco accessibile a causa dell'assenza di vie di accesso dirette.

L'area individuata interessa terreni con affioramenti di metamorfiti caratterizzati da forme dolci e lunghi versanti inclinati regolari esposti in diversi punti ad erosione.

Per quanto riguarda la presenza di aree protette, come risulta dall'esame della Figura 2, il punto di approdo ricade all'interno della ZPS ITB013018 "Capo Figari, Cala Sabina, Punta Canigione e Isola Figarolo".

Per quanto concerne le altre aree marine protette si evidenzia che a Nord dell'approdo sono ubicate alcune isole fra cui l'Isola Mortorio ricomprese all'interno del Parco Nazionale dell'Arcipelago di La Maddalena.

4.1.1.2.2 Ipotesi 2N

L'ipotesi 2N, a differenza delle ipotesi 1N e 3N, ipotizza un collegamento al continente attraverso la Corsica. L'approdo individuato non è quindi nel settore nord orientale dell'isola, ma si trova nella parte più settentrionale, nel tratto di costa in cui è minore la distanza che separa la Sardegna dalla Corsica. L'approdo del metanodotto è stato individuato nel Comune di Aglientu, nel tratto di costa compreso tra Punta de li Francesi e Monte Russu, poco ad Ovest di Capo Testa, in Gallura.

Il sito è accessibile sia da mare che da terra e i terreni interessati sono a prevalente copertura di granito arenizzato caratterizzati da roccia affiorante.

Per quanto riguarda la presenza di aree protette, si segnala che tutto il tratto di costa in questione, insieme all'area marina prospiciente, è sottoposto a tutela ambientale in quanto

Sito di Interesse Comunitario (“Monte Russu”). Inoltre il collegamento a mare fra le due isole attraversa necessariamente l’area marina della Riserva Naturale delle Bocche di Bonifacio in prossimità della costa della Corsica. Questa riserva naturale insieme ad una parte di territorio marino italiano andrà in futuro a costituire il proposto Parco Marino Internazionale tra Corsica e Sardegna.

Occorre infine evidenziare che alla soluzione proposta non può essere associata una soluzione ottimale del tracciato a terra (maggiori dettagli sono indicati nel seguito del Capitolo), in quanto:

- la prevalente natura granitica delle rocce, unitamente all’assenza di aree vallive significative (e quindi di depositi alluvionali in cui posare il metanodotto) determina il necessario attraversamento di lunghe zone in cui la realizzazione dello scavo per la posa della tubazione potrebbe risultare impegnativo, sia da un punto di vista tecnico-economico che ambientale;
- anche nelle aree interne è possibile l’interessamento di aree naturali protette.

4.1.1.2.3 Ipotesi 3N

L’ipotesi 3N, unitamente alle ipotesi 1N, è localizzata nel settore nord-orientale dell’isola. L’approdo 3N è situato a Est di Olbia, nel tratto meridionale del Golfo omonimo, in un’area pianeggiante di natura alluvionale che a tratti diviene leggermente depressa in prossimità della costa, dando luogo a numerose zone umide con saline e stagni costieri.

Il sito è accessibile sia da mare che da terra ed caratterizzato da una vasta area pianeggiante a ridosso della linea di costa, maggiormente adatta ad ospitare la Centrale di Compressione del gas prevista dal progetto (per maggiori dettagli si veda il Paragrafo 4.1.4).

In corrispondenza dell’approdo si trova la ZPS ITB010319 “Isole del Nord Est tra Capo Ceraso e Stagno di San Teodoro”, attraversato sia a terra sia dalla condotta sottomarina.

Per quanto riguarda la compatibilità con il tracciato a mare della condotta, si segnala quanto segue:

- il punto individuato di approdo si trova all’interno del Golfo di Olbia, nella sua parte meridionale. Il tracciato individuato a mare minimizza l’interessamento del corridoio di navigazione di avvicinamento al porto di Olbia;
- la lunghezza del tracciato a mare risulta maggiore rispetto all’ipotesi 1N, a vantaggio di una minor lunghezza del tracciato a terra.

4.1.1.3 Conclusioni

Sono state esaminate tre ipotesi relative all’approdo meridionale e tre ipotesi relative a quello settentrionale. Le valutazioni effettuate nei paragrafi precedenti possono essere riassunte nella seguente tabella.

Tabella 4.1: Alternative di Progetto in Regione Sardegna, Tabella comparativa degli Approdi

| Approdi Meridionali | | | |
|-------------------------------------|-----------|------------------|-----------|
| Indicatore | 1S | 2S | 3S |
| Presenza Aree Protette | No | Prossime | Prossime |
| Presenza Aree urbanizzate | SI | No | No |
| Compatibilità con tracciato a mare | Buona | Buona | Buona |
| Interferenze con traffico marittimo | Nessuna | Nessuna | Rilevante |
| Natura della Costa | Rocciosa | Sabbiosa | Sabbiosa |
| Approdi Settentrionali | | | |
| Indicatore | 1N | 2N | 3N |
| Presenza Aree Protette | Si | Si | Si |
| Presenza Aree urbanizzate | No | No | No |
| Compatibilità con tracciato a mare | Buona | Modesta | Buona |
| Interferenze con traffico marittimo | Nessuna | Nessuna | Modesta |
| Natura della Costa | Rocciosa | Affior. Rocciosi | Sabbiosa |

Per quanto riguarda gli approdi meridionali si osserva che:

- le ipotesi 2S e 3S sono soluzioni che interessano aree protette (SIC e ZPS);
- l'ipotesi 1S è l'unica che presenta una costa rocciosa;
- nessuna ipotesi di approdo avviene in prossimità di aree urbanizzate;
- la ipotesi 3S può determinare interferenze con il traffico marittimo. Tale ipotesi di approdo potrebbe creare interferenze, in fase di posa della condotta, con il traffico passeggeri che interessa il Canale di S. Pietro.

Per quanto riguarda gli spiaggiamenti settentrionali, il confronto tra le varie ipotesi proposte mediante gli indicatori utilizzati ha mostrato quanto segue:

- tutte le ipotesi 1N, 2N e 3N interessano direttamente o sono prossimi ad aree naturali protette;
- l'ipotesi 1N presentano una costa rocciosa;
- nessuna ipotesi di approdo avviene in prossimità di aree urbanizzate;
- l'ipotesi 2N presenta una modesta compatibilità con il tracciato a mare della condotta (attraversamento Bocche di Bonifacio);
- le ipotesi 2N e 3N possono determinare interferenze con il traffico marittimo. La prima soluzione si affaccia sulle Bocche di Bonifacio, mentre la soluzione 3N è ubicata all'interno del Golfo di Olbia, pur non interessando il corridoio di avvicinamento al porto.

Sulla base di valutazioni preliminare non è possibile individuare alla soluzione ottimale. Le valutazioni sono state quindi approfondite attraverso la definizione di possibili tracciati di progetto congiungenti i diversi punti di approdo considerati.

4.1.2 Tracciati a Terra relativi alle Alternative di Approdo, Valutazioni Preliminari

Sulla base delle considerazioni effettuate nei paragrafi precedenti sono state individuate tre ipotesi di approdo nella parte meridionale della Sardegna e tre in quella settentrionale. Per

ciascuno di essi è stato individuato, a grande scala, un tracciato ottimale della condotta a terra.

La scelta dei tracciati “ottimali” è stata effettuata sulla base dei seguenti criteri:

- collegamento del punto di partenza e di arrivo in modo da ridurre al minimo la lunghezza della condotta, compatibilmente con le caratteristiche dei territori attraversati;
- esclusione delle zone di sviluppo urbanistico e mantenimento della distanza di sicurezza dai centri abitati e dalle aree industriali;
- esclusione, per quanto possibile, o limitazione nell’attraversamento delle zone di interesse naturalistico e paesaggistico, boschi con alberi di alto fusto e, comunque, ogni altra situazione in cui i lavori di apertura della pista di lavoro potrebbero arrecare modifiche permanenti sul territorio;
- riduzione al minimo degli attraversamenti dei corsi d’acqua e della rete stradale;
- individuazione, per gli attraversamenti più importanti di corpi idrici e infrastrutture, della sezione più idonea all’attraversamento stesso;
- esclusione di brusche deviazioni della direttrice del tracciato per non incorrere in possibili fenomeni di sollecitazioni meccaniche sulla condotta.

In Figura 1 sono riportate le ipotesi di tracciato ottimali che sono state individuate, relative agli sei approdi individuati. Per semplicità i tracciati sono stati identificati con la stessa sigla utilizzata per gli approdi, ovvero:

- parte meridionale:
 - 1S: Sarroch – Samassi,
 - 2S: Golfo di Palmas - Carbonia– Samassi,
 - 3S: Matzaccara;
- parte settentrionale:
 - 1N: Chilivani – Golfo Aranci,
 - 2N: Chilivani – Aglientu,
 - 3N: Chilivani – Olbia, in gran parte coincidente con l’ipotesi 1N, ad eccezione della parte finale presso l’approdo, situato nel Golfo di Olbia.

Nella parte centro meridionale dell’isola il tracciato individuato è comune a tutte le ipotesi esaminate ed è stato quindi diversamente denominato. In particolare la tratta Samassi-Chilivani, comune a tutti i tracciati, è stata denominata 1C.

Le diverse ipotesi di tracciato individuate, in analogia a quanto effettuato per gli approdi, sono state confrontate in alcune figure di sintesi in cui sono stati riportati:

- l’altimetria e la morfologia della Sardegna (Figura 1), al fine di evidenziare i corridoi preferenziali di attraversamento dell’isola;
- parchi, riserve e altre aree protette e aree proposte come Siti di Interesse Comunitario ai sensi della Direttiva Habitat (92/43/CE) (Figura 2);
- la geologia a scala regionale.

Nel seguito sono esaminate in dettaglio le diverse alternative individuate.

4.1.2.1 Descrizione delle Alternative

4.1.2.1.1 Ipotesi 1S: Sarroch-Samassi

Il tratto in esame costituisce il collegamento tra il punto di approdo di Sarroch e Samassi, dove l'ipotesi 1S si unisce all'ipotesi di tracciato relativa all'approdo nel Golfo di Palmas (2S).

Il tracciato individuato, nella sua prima parte, attraversa tutta l'area costiera a Sud-Ovest di Cagliari fino ad incontrare la Piana di Campidano. L'area in esame è caratterizzata da una notevole urbanizzazione, ma rappresenta un percorso quasi obbligato in quanto ad Est del percorso individuato sono presenti numerosi vincoli di natura antropica (aree residenziali e industriali, infrastrutture, ecc.), mentre ad Ovest è presente un Sito di Interesse Comunitario, denominato Foresta di Monte Arcosu (si veda la Figura 2), facente parte del più esteso Parco Regionale del Sulcis, che attualmente non è stato ancora istituito ufficialmente, ma che costituisce comunque un'area di pregio ambientale riconosciuta a livello regionale. Dal punto di vista geologico il tratto è caratterizzato dalla presenza di lave in prevalenza acide e, per un breve tratto, graniti.

Superata l'area a maggiore urbanizzazione il tracciato attraversa la Piana di Campidano, interessando territori esclusivamente pianeggianti caratterizzati da quote comprese fra 0 e 60 m s.l.m (Figura 2), di natura prevalentemente alluvionale (sabbie e argille). In questa seconda parte non sono presenti particolari elementi di criticità ravvisabili alla scala in esame.

4.1.2.1.2 Ipotesi 2S: Golfo di Palmas – Samassi

L'ipotesi in esame è relativa al tracciato ottimale di congiunzione tra l'ipotesi di approdo nel Golfo di Palmas e Samassi.

Il tracciato in esame prevede un aggiramento a Ovest dei rilievi e successivamente è caratterizzato da un primo tratto con direzione prevalente Sud-Nord, fino circa a Carbonia, e da un secondo tratto con direzione prevalente Sud Ovest- Nord Est.

Nel primo tratto il tracciato si mantiene circa parallelo alla linea di costa, ad una distanza da essa di alcuni chilometri, interessando aree prevalentemente pianeggianti (si veda la Figura 1). Oltrepassata Carbonia, il tracciato piega in direzione Nord-Est, aggirando a Ovest la città e, sorpassata la SS No. 126 Oristano - Iglesias – Sant'Antioco, supera il modesto spartiacque (quota massima circa 100 m s.l.m), seguendo il tracciato della ferrovia Cagliari – Carbonia fino a Musei. Da qui fino a Vallermosa prima, dove si unisce all'ipotesi 2Sb, e a Samassi poi, dove si congiunge all'ipotesi 1S, il tracciato si mantiene circa pianeggiante.

Le aree attraversate, in particolare quelle costiere, sono caratterizzate dalla presenza di numerosi Siti di Interesse Comunitario (si veda la Figura 2). In prossimità dell'approdo sono presenti il SIC "Stagno di Porto Botte" e il SIC "Stagno di Santa Caterina".

Dal punto di vista geologico le aree attraversate sono prevalentemente costituite da sabbie, argille e marne.

4.1.2.1.3 Ipotesi 3S: Matzaccara

Tale breve tratto, della lunghezza di circa 1 km e con direzione Ovest-Est, costituisce il collegamento tra il punto di approdo nei pressi di Matzaccara e l'ipotesi di tracciato 2S relativa all'approdo nel Golfo di Palmas.

Come si può vedere in Figura 1 il tratto in esame interessa un'area pianeggiante, costituita da depositi alluvionali e caratterizzata dalla presenza, a Nord, del proposto Sito di Interesse Comunitario "Punta S'Aliga" (si veda la Figura 2).

4.1.2.1.4 Tratto 1C: Samassi- Chilivani

Il tratto di attraversamento della parte centrale della Sardegna di fatto non ha valide macro-alternative di passaggio: la Piana di Campidano costituisce infatti indiscutibilmente la via preferenziale di attraversamento dell'isola. Il tracciato da Samassi ad Abbasanta attraversa zone vallive di natura alluvionale, caratterizzate da quote di circa 50 m s.l.m. (di veda la Figura 4.1) per gran parte del percorso, per arrivare a circa 200 m s.l.m. nella parte finale.

Lungo il tracciato sono necessariamente attraversate alcune infrastrutture di primaria importanza, quali la Strada Statale No. 131 Cagliari-Porto Torres e la ferrovia Cagliari-Olbia. L'attraversamento di tali infrastrutture non costituisce comunque una problematica né dal punto di vista tecnico né da quello dell'impatto ambientale.

Superata Abbasanta, posta su un altopiano, il tracciato si alza ancora di quota per superare i rilievi della catena del Margine (si veda la Figura 1). In questo tratto la linea raggiunge e supera nei punti più alti la quota di circa 700 m s.l.m. Successivamente il tracciato scende nuovamente di quota, raggiungendo l'altipiano di Campeda, posto ad una quota di circa 600 m s.l.m, oltre il quale raggiunge Mores, ad una quota di circa 350 m s.l.m.

Il tracciato si svolge nella prima parte ad Ovest della SS 131 Cagliari – Porto Torres, mentre nei pressi di Macomer passa ad Est di essa, mantenendosi ad alcuni chilometri di distanza, fino a Mores.

In prossimità di Macomer sono state identificate varianti di tracciato a causa della presenza di Siti Natura 2000 e numerose aree con presenza di ritrovamenti archeologici. Tali variazioni di tracciato per la loro brevità costituiscono delle micro-varianti, analizzate nel dettaglio nel Quadro di Riferimento progettuale del SIA del Tratto Sardegna (Sezione IIb), a cui si rimanda per maggiori particolari.

La scelta del tracciato è stata effettuata in modo da limitare il più possibile l'interessamento di aree protette o comunque di pregio ambientale e aree archeologiche. Le aree protette più prossime sono costituite da (Figura 2):

- il Parco Regionale del Monte Arci (attualmente non ancora istituito ufficialmente), in prossimità di Oristano;
- il Sito di Interesse Comunitario SIC "Media Valle del Tirso e Altipiano di Abbasanta", nei pressi dell'omonima località.

4.1.2.1.5 Ipotesi 1N: Chilivani-Golfo Aranci

L'ipotesi in esame inizia presso Chilivani, dove è terminata l'analisi del tratto centrale del tracciato, comune a tutte le ipotesi considerate, e termina a Golfo Aranci.

Il tracciato è caratterizzato da una direzione preferenziale Sud Ovest – Nord Est, condotto parallelamente alla Strada Statale No. 597 prima e alla Strada Provinciale No.199 dopo, all'interno di un evidente solco vallivo (si veda la Figura 1). In questo secondo tratto la linea è caratterizzata da un'altitudine media di circa 200 m s.l.m., discendendo poi gradatamente verso Olbia. Superata la città, il tracciato prosegue con direttrice Sud Ovest – Nord Est fino alla relativa ipotesi di approdo precedentemente esaminata.

Dal punto di vista geologico i territori attraversati sono prevalentemente costituiti da lave e sabbie e argille del miocene, nella prima parte, e da graniti nella seconda. Occorre però rilevare che, considerata la morfologia dell'area interessata dai graniti (aree vallive, si veda la Figura 1), è quasi ovunque presente una coltre alluvionale di spessore compatibile con la profondità di scavo necessaria per la posa del metanodotto.

Nella prima parte del percorso il metanodotto attraversa per tutta la sua lunghezza il SIC Campo di Ozieri e Pianure Compresse tra Tula e Oschiri (si veda la Figura 2): tale area protetta, in considerazione della sua ampiezza e della sua posizione, estesa a comprendere completamente il fondo valle, risulta difficilmente evitabile, pena lunghe e onerose varianti.

Poco più a Nord è presente il SIC Monte Limbara, che però non è direttamente interessato dal tracciato ipotizzato. Tale area è anche stata individuata come parco naturale regionale, ma non è ancora stata istituita ufficialmente.

In corrispondenza dell'approdo di Punta del Canigione il tracciato attraversa lo ZPS ITB013018 "Capo Figari, Cala Sabina, Punta Canigione e Isola Figarolo".

4.1.2.1.6 *Ipotesi 2N: Chilivani-Aglientu*

L'ipotesi 2N di tracciato è legata all'eventualità di prolungare il metanodotto verso la Corsica, anziché di procedere direttamente verso l'Italia come nelle ipotesi 1N e 3N.

Il tracciato dell'ipotesi 2N procede da Chilivani, sul tratto 1N, in direzione Nord (si veda la Figura 2), seguendo un percorso poco lineare fino ad Aglientu, a causa della conformazione territoriale del territorio attraversato. L'area in esame non presenta linee preferenziali di attraversamento ma è anzi caratterizzata da alcune morfologie (come ad esempio il Monte Littigheddu, 692 m s.l.m, in prossimità della costa) che costringono il tracciato a lunghe varianti rispetto al percorso più breve.

Dal punto di vista geologico i territori attraversati sono costituiti:

- nel primo tratto, fino circa a Badesi, da un'alternanza eterogenea di lave, tufi, argille e sabbie;
- nella seconda parte, da Badesi a Porto Torres, esclusivamente da graniti.

A differenza dell'ipotesi 1N, però, non sono diffusamente presenti coltri alluvionali al di sopra del substrato granitico, che spesso risulta affiorante; in tali condizioni le operazioni di posa della condotta risultano più onerose e problematiche.

La quota massima raggiunta dal metanodotto in questo tratto è di circa 500 m s.l.m. Negli ultimi 20 km il tracciato si mantiene parallelo alla linea di costa ad una distanza media di circa 4 km.

Il tracciato in esame interessa diverse aree protette, in particolare SIC, come si può rilevare dall'esame della Figura 2, e in particolare:

- il SIC Campo di Ozieri e Pianure compresse tra la Tula e Oschiri, nella parte iniziale;

- il SIC Isola Rossa – Costa Paradiso in prossimità della line di costa, presso Badesi;
- il SIC Monte Russu, al cui interno ricade anche lo stesso spiaggiamento.

4.1.2.1.7 Ipotesi 3N: Mores-Olbia

L'ipotesi 3N ricalca per quasi tutta la sua lunghezza l'ipotesi 1N, da cui si discosta solo in prossimità di Olbia, prevedendo l'approdo a Sud del Porto, sempre nel Golfo di Olbia, in località "Le Saline". Questo breve tratto che si discosta dall'ipotesi 1N, si sviluppa in un territorio pianeggiante costituito da depositi depositi dei letti fluviali attuali.

4.1.2.1.8 Sintesi delle Alternative Esaminate

L'analisi degli approdi ha portato all'individuazione di tre possibili punti di approdo nella parte meridionale dell'isola e di tre in quella settentrionale: di questi ultimi, due sono riferiti ad un collegamento diretto all'Italia continentale, mentre uno prevede un collegamento alla Corsica.

Per ciascun punto di approdo ritenuto accettabile è stato proposto un tracciato della condotta a terra, in modo da confrontare le varie alternative ed escludere quelle non idonee. Le valutazioni condotte nei paragrafi precedenti possono essere riassunte nella seguente tabella.

Tabella 4.2: Alternative di Progetto in Regione Sardegna, Tabella comparativa dei Tracciati, Valutazione Preliminare

| Ipotesi di Tracciato Meridionali | | | |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|
| Indicatore | 1S | 2S | 3S |
| Aree naturali protette | No | Prossime | Prossime |
| Compatibilità con tracciato a mare | Buona | Buona | Buona |
| Dislivelli | Modesti | Modesti | Modesti |
| Presenza terreni alluvionali/morbidi | Estesa | Estesa | Estesa |
| Presenza rocce dure affioranti | Limitata/ Assente | Limitata/ Assente | Limitata/ Assente |
| Ipotesi di Tracciato Settentrionali | | | |
| Indicatore | 1N | 2N | 3N |
| Aree naturali protette | 1 ZPS | 3 SIC | 1 ZPS |
| Compatibilità con tracciato a mare | Buona | Buona | Modesta |
| Dislivelli | Medi | Medio/Alti | Medio/Alti |
| Presenza terreni alluvionali/morbidi | Estesa | Media | Limitata |
| Presenza rocce dure affioranti | Limitata | Media | Estesa |

4.1.2.2 Conclusioni relative alle Ipotesi Meridionali di Tracciato

Per quanto riguarda le ipotesi meridionali di tracciato, non si osservano invece sostanziali differenze tra l'ipotesi 1S, l'ipotesi 2S e l'ipotesi 3S; sono state quindi effettuate valutazioni di dettaglio sui tracciati proposti che hanno fornito ulteriori elementi di valutazione e nel seguito descritti.

Le formazioni geologiche principali interessate sono prevalentemente, per tutte le alternative considerate, depositi alluvionali: non sono quindi evidenziabili significative differenze per quanto riguarda gli aspetti morfologici.

Per quanto riguarda la presenza di elementi di interesse storico e archeologico è da rilevare che, mentre le alternative 2S e 3S non interessano particolari aree di importanza storico archeologica, l'alternativa 1S passa a circa 400 m dalla Torre Nuragica Domu'e S'Orcu, che imponente si erge a circa 100 m s.l.m. ai piedi del Monte Arrubiu.

Per quanto riguarda gli aspetti demografici e insediativi, si è rilevato che mentre l'alternativa 2S interessa, peraltro marginalmente, un solo centro abitato, l'alternativa 3S è molto prossima al centro abitato di Bruncu Teula mentre l'alternativa 1S attraversa ben due aree residenziali (Sarroch e Su Loi) e interessa marginalmente altri tre centri abitati (Capoterra, Villa Speciosa, Decimopuntzu).

Per tutti gli altri aspetti esaminati non sono state riscontrate significative differenze tra i tre tracciati.

Nella seguente tabella è riportato il confronto tra le alternative considerate 1S, 2S e 3S per gli aspetti di maggiore interesse.

Tabella 4.3: Alternative di Progetto in Regione Sardegna, Tabella comparativa dei Tracciati Meridionali

| Ipotesi di Tracciato Meridionali | | | |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|
| <i>Indicatore</i> | 1S | 2S | 3S |
| Conformazioni geologiche principali | Depositi alluvionali | Depositi alluvionali | Depositi alluvionali |
| Numero elementi di interesse storico/ archeologico a meno di 500 m | 1 | 0 | 0 |
| Numero attraversamenti aree residenziali | 2 | 0 | 1 |
| Numero aree residenziali a distanza inferiore ai 500 m | 5 | 1 | 0 |

Dall'esame della tabella si può rilevare come le alternative 2S e 3S risultino preferibili all'alternativa 1S. Inoltre:

- l'alternativa 1S presenta maggiori difficoltà nella realizzazione del tratto a mare;
- l'alternativa 1S attraversa direttamente, nei pressi di Sarroch, aree potenzialmente inquinate (Sito di Interesse Nazionale "Sulcis – Iglesiente – Guspinese" individuato dal DM del 12 Marzo 2003). In particolare il primo tratto di pipeline compreso tra il landfall di Sarroch e il Comune di Uta ricade in due aree da bonificare (agglomerato industriale di Sarroch e agglomerato industriale di Assemmini e corrispondenti aree interessate da contaminazione passiva).

Sulla base di tutte le considerazioni sopra esposte sono state quindi scelte **le alternative 2S e 3S**.

4.1.2.3 Conclusioni relative alle Ipotesi Settentrionali di Tracciato

Per quanto riguarda le ipotesi settentrionali di tracciato, si osserva quanto segue:

- tutte le ipotesi di tracciato interessano direttamente aree SIC/ZPS;

- l'ipotesi 2N presenta dislivelli altimetrici significativi. In questo caso il tracciato (si veda la Figura 4.1) non segue infatti aree vallive. Da questo punto di vista le soluzioni più lineari sono rappresentate dall'ipotesi 1N e 3N;
- l'ipotesi 2N è caratterizzata da un significativo attraversamento di aree con presenza di graniti affioranti, che rendono più problematica la posa della condotta;
- l'ipotesi 2N ha una limitata compatibilità con il tracciato a mare, con l'interessamento delle Bocce di Bonifacio.

Come risulta dall'esame di quanto precedentemente riportato, tutte le ipotesi di tracciato sono caratterizzate da almeno un aspetto non ottimale. È da rilevare che l'ipotesi 3N presenta un tracciato per gran parte coincidente con quello dell'ipotesi 1N, rispetto alla quale ha però un'ipotesi di approdo più favorevole.

Considerato che è stata esclusa la possibilità di interessamento della Corsica sono state escluse l'alternativa 2N, che peraltro presentava aspetti di una certa criticità.

Le soluzioni preferibili verso l'Italia continentale sono quindi **le ipotesi 1N e 3N**.

4.1.3 Individuazione del Tracciato di Progetto e Localizzazione della Centrale di Compressione

Nel seguito del paragrafo sono approfondite le valutazioni preliminari che sono state effettuate. Il confronto tra le alternative di progetto è effettuato nella loro interezza (approdo, tracciati a terra e a mare), e considerando anche la necessità di installare, in prossimità dell'approdo settentrionale, la Centrale di Compressione del gas.

4.1.3.1 Punti di Approdo e Centrale di Compressione

Sulla base dei risultati ottenuti dagli studi di fattibilità effettuati e delle alternative di tracciato considerate sono stati identificati come ottimali i seguenti possibili punti di spiaggiamento:

- costa sud-occidentale della Sardegna (si veda la Figura 3):
 - Porto Botte (ipotesi 2S),
 - Matzaccara (ipotesi 5S);
- costa nord-orientale della Sardegna (si veda la Figura 4):
 - Punta del Canigione (ipotesi 1N),
 - Le Saline (ipotesi 3N).

Tali alternative di spiaggiamento sono state esaminate dettagliatamente e confrontate in alcune figure di sintesi in cui sono riportati i seguenti tematismi:

- proposti Siti di Importanza Comunitaria (SIC) ai sensi della Direttiva Habitat (92/43/CE) (Figura 2);
- morfologia costiera e urbanizzazione (Figure 5 e 6).

Per quanto riguarda gli approdi settentrionali, nella valutazione del sito si è anche considerata la possibilità di localizzare nelle sue vicinanze la Centrale di Compressione del

gas. La localizzazione della Centrale di Compressione riveste infatti un ruolo significativo nella scelta dell'approdo. Tale impianto occupa un'area di circa 190,000 m².

4.1.3.1.1 Porto Botte (Ipotesi 2S)

Tale ipotesi di spiaggiamento è ubicata nell'angolo sud-occidentale dell'isola, nel Golfo di Palmas, ad Ovest rispetto alla foce del Fiume Rio Palmas, in Comune di San Giovanni Suergiu (Figura 3).

Il punto individuato garantisce una buona compatibilità con il tracciato a mare della condotta, in quanto, tenuto conto della posizione dell'Algeria, a Ovest della Sardegna, l'approdo nel settore sud-occidentale dell'isola consente di minimizzare la lunghezza del tracciato a mare.

Nel tratto di costa in esame sono presenti, sia a Nord che a Sud, alcuni stagni costieri classificati tra i Siti di Interesse Comunitario (SIC, si veda la Figura 2). In particolare a Nord rispetto al punto di approdo ad una distanza di circa 2 km è presente il SIC "Stagno di Santa Caterina" mentre subito a Sud sono presenti i SIC "Stagno di Porto Botte" e "Promontorio e Dune e Zona Umida di Porto Pino". Si sottolinea che il punto di approdo è stato scelto in modo da non attraversare tali aree.

Come risulta dall'esame della Figura 2 non sono interessati dall'approdo parchi regionali o altre aree naturali protette.

Dal punto di vista della morfologia costiera il punto di approdo presso Porto Botte viene ad interessare un tratto di costa caratterizzato da spiagge sabbiose con sedimenti a granulometria media (si veda la Figura 5). Dall'analisi della Figura 5a, dove è riportato, per il tratto di costa interessato dall'approdo, un estratto dell'Atlante delle Spiagge, si può osservare presso Porto Botte, a Sud rispetto al punto di approdo, una tendenza della linea di riva all'arretramento; in tale tratto di costa è da segnalare, inoltre, la presenza di cordoni di dune non soggetti ad erosione, in parte allo stato naturale ed in parte antropizzati.

4.1.3.1.2 Matzaccara (Ipotesi 5S)

Tale ipotesi di spiaggiamento è ubicata più a Nord rispetto alla precedente, sempre in Comune di San Giovanni Suergiu, nel tratto di costa compreso tra Punta S'Aliga e Punta Trettu (Figura 3).

Analogamente all'ipotesi precedente il punto individuato garantisce una buona compatibilità con il tracciato a mare della condotta.

Per quanto riguarda l'attraversamento di parchi, riserve, SIC e altre aree naturali protette l'esame della Figura 2 rivela che tale alternativa di approdo:

- non interessa aree SIC;
- non interessa parchi e riserve naturali.

L'area protetta più vicina è rappresentata dal SIC "Punta S'Aliga", situato a Nord ad una distanza di 300 m dal punto di approdo (si veda la Figura 2).

Dal punto di vista della morfologia costiera il punto di approdo presso Matzaccara viene ad interessare un tratto di costa caratterizzato da spiagge sabbiose con presenza di falesie in posizione leggermente arretrata rispetto alla battigia (si veda Figura 5). Anche questo tratto di costa, a Sud rispetto al punto di approdo, è interessato dalla presenza di cordoni dunari

non soggetti ad erosione. E' da segnalare, inoltre, la presenza di una zona costiera urbanizzata subito a Nord rispetto al punto di approdo in prossimità dell'abitato di Bruncu Teula.

4.1.3.1.3 Punta del Canigione (Ipotesi 1N) e Centrale di Compressione

Approdo

Tale punto di approdo, situato nel settore nord-orientale dell'isola, è ubicato nel Comune di Golfo Aranci, ad Est del Golfo di Marinella in corrispondenza di Punta del Canigione (Figura 4).

L'area si affaccia direttamente sul Mar Tirreno e pertanto risulta ottimizzata la lunghezza del tracciato della condotta a mare per il collegamento con il continente. Inoltre sono evitate possibili interferenze con il traffico marittimo interessante il porto di Olbia, situato a Sud a diversi km di distanza.

L'area individuata si inserisce in un tratto di costa scarsamente antropizzata che, se da un lato evita l'interferenze con le attività antropiche, dall'altro la rendono poco accessibile a causa dell'assenza di vie di accesso dirette.

Come risulta dall'esame della Figura 2 l'approdo interessa la ZPS ITB013018 "Capo Figari, Cala Sabina, Punta Canigione e Isola Figarolo".

Da un punto di vista della morfologia costiera tale approdo interessa un tratto di costa piuttosto frastagliato e privo spiagge, caratterizzato dalla presenza di coste alte rocciose prossime alla battigia o in posizione leggermente arretrata rispetto ad essa (si veda la Figura 6).

Centrale di Compressione

Nella valutazione dell'approdo di Punta del Canigione nel comune di Golfo Aranci, sono state individuate diverse ipotesi di localizzazione della Centrale di Compressione. In considerazione delle caratteristiche turistiche della zona, l'unica possibile è risultata essere in prossimità del punto di approdo a ridosso della ferrovia Olbia-Golfo Aranci.

Tale ipotesi di localizzazione interessa un'area costiera scarsamente antropizzata, prevalentemente rocciosa e caratterizzata da una tipologia vegetazionale naturale tipicamente basso arbustiva e/o erbacea (gariga) caratteristica delle zone aride costiere mediterranee.

Il sito individuato ricade, secondo la zonizzazione comunale, all'interno della Zona di Salvaguardia H1 (Fasce di rispetto costiero). In tale area il PUC non prevede aree residenziali e zone a fruizione turistica.

Il sito rimane al confine con lo ZPS ITB013018 "Capo Figari, Cala Sabina, Punta Canigione e Isola Figarolo", ubicato oltre la linea Ferroviaria Olbia-Golfo Aranci.

Il sito individuato per la localizzazione e la sua disposizione a ridosso di alcuni crinali ad Est risulta non percettibile dalle aree turistiche di Marinella, ma comunque ben visibile dal mare. In considerazione delle caratteristiche turistiche delle coste della Gallura (detta Costa Smeralda) e dell'alto transito di imbarcazioni da diporto lungo questo tratto di costa nei mesi estivi, sono state effettuati dei fotoinserimenti dell'area.

In Figura 7 si riporta l'ubicazione dell'ipotesi di localizzazione individuata per l'Approdo di Punta del Canigione e il fotoinserimento ambientale elaborato per la Centrale.

Come è ben visibile dal fotoinserimento in Figura 7, la realizzazione dell'impianto in tale sito comporta significativi sbancamenti in roccia in un'area ambientalmente sensibile.

4.1.3.1.4 Le Saline (Ipotesi 3N) e Centrale di Compressione

Approdo

Tale approdo interessa come il precedente il settore nord-orientale dell'isola, ma è situato più a Sud rispetto ad esso, nella parte meridionale del Golfo di Olbia, a circa 1 km a Sud dall'imboccatura del Porto (Figura 4).

Tale tratto di costa risulta accessibile sia da mare che da terra ed il collegamento con l'entroterra risulta agevole.

Questa ipotesi presenta una maggiore lunghezza del tracciato della condotta sottomarina a discapito di una minore lunghezza del tracciato terrestre del metanodotto. La posizione in prossimità del Porto di Olbia può portare a possibili interferenze con i traffici marittimi che caratterizzano quest'area. Il tracciato a mare è stato comunque individuato in modo da limitare l'interessamento del corridoio di avvicinamento del porto (si veda la Figura 4).

Per quanto riguarda la presenza di aree protette, come risulta dall'esame della Figura 2 il punto di approdo ricade all'interno dello ZPS ITB010319 "Isole del Nord Est tra Capo Ceraso e Stagno di San Teodoro".

Dal punto di vista della morfologia costiera l'esame della Figura 6 evidenzia, per il tratto di costa interessato dall'approdo, la costa è sabbiosa. La spiaggia sottomarina presenta una granulometria fine con dimensioni comprese tra 0.18 e 2.00 mm e mostra una tendenza all'arretramento.

Centrale di Compressione

In prossimità dell'approdo di Olbia sono disponibili ampi spazi in cui è possibile ubicare la Centrale di Compressione. Sono stati individuati diversi possibili siti, per l'analisi dei quali si rimanda al Volume V del SIA. Il sito ritenuto preferibile è ubicato in un'area pianeggiante a circa 120 m di distanza Ovest dal corso d'acqua Rio della Castagna e a circa 800 m di distanza Est dal Rio Nannuri ad una quota di circa 19 m s.l.m..

Il sito ricade prevalentemente in Zona Agricola (Sottozona E1, produzione agricola tipica e specializzata) e per una ridotta porzione in Zona H – Zona di Interesse Naturale. L'area è caratterizzata dalla presenza di pascoli e seminativi erborati con copertura parziale della sughereta.

La zona limitrofa al sito lungo il corso del Rio della Castagna (a Est) è caratterizzata da aree ad ambito agricolo caratterizzate dall'avanzata reinvasione di specie arbustive.

In Figura 8 si riporta l'ubicazione dell'ipotesi di localizzazione individuata per l'Approdo di Olbia e il fotoinserimento ambientale elaborato. In considerazione delle caratteristiche pianeggianti dell'area, non sono previsti sbancamenti per la realizzazione della Centrale.

4.1.3.2 Tracciati Off-shore

Nel presente paragrafo sono analizzati i possibili tracciati off-shore del metanodotto legati alle diverse ipotesi di approdo. Tali tracciati permettono il collegamento:

- tra Kouidet Draouche (Algeria) e la parte sud-occidentale della Sardegna, in prossimità degli approdi di:
 - Porto Botte,
 - Matzaccara;
- tra l'Italia continentale e la parte nord-orientale della Sardegna, in prossimità degli approdi di:
 - Punta del Canigione,
 - Le Saline.

Le alternative esaminate, rappresentate nelle Figure 3 e 4, in cui sono riportati degli estratti delle carte nautiche per i tratti di mare interessati, sono confrontate in alcune figure di sintesi in cui sono riportati:

- idrodinamica costiera e caratteristiche dei fondali (Figure 5 e 6);
- estensione delle praterie di posidonia (Figure 5 e 6).
- altri vincoli: presenza di cavi sottomarini, traffici marittimi, etc. (Figure 3 e 4).

4.1.3.2.1 Tracciato Off-shore Porto Botte

Il tracciato che unisce Kouidet Draouche (Algeria) a Porto Botte ha una lunghezza complessiva di circa 278.5 km. Come si può vedere in Figura 3 il tracciato attraversa il Golfo di Palmas in direzione Nord Est-Sud Ovest e passa tra Isola La Vacca e Capo Sperone, che costituisce la punta meridionale dell'Isola S. Antioco. Da qui il tracciato prosegue tenendo la stessa direzione fino all'isobata dei 1,000 m, da dove, portandosi in direzione Nord-Sud, prosegue fino all'Algeria.

La parte di tracciato inclusa nelle acque territoriali non interessa aree marine protette. Come già accennato in precedenza e come si può vedere in Figura 2 l'area marina protetta più vicina al tracciato, nella parte prossima allo spiaggiamento, risulta l'area a mare compresa nel SIC "Promontorio e Dune e Zona Umida di Porto Pino".

Per quanto concerne le caratteristiche dei fondali, l'analisi dell'Atlante delle Spiagge, di cui è riportato un estratto in Figura 5, evidenzia, nel tratto più prossimo alla costa, una pendenza dei fondali compresa tra 0.5 e 0.9%. Il fondale, in tale tratto, è interessato dalla presenza di barre e cordoni sottomarini in serie e da barre di foce fluviale, localizzate in corrispondenza della foce del Rio Palmas, dove è indicato un apporto solido di materiale prevalentemente fine.

In Figura 5 è riportata la distribuzione delle praterie di Posidonia Oceanica nel Golfo di Palmas tratta dal Si.Di.Mar. (Sistema Difesa Mare) del Ministero Ambiente, che raccoglie i dati provenienti dalle reti di osservazioni regionali sull'ambiente marino. Come si può osservare in figura il tracciato in esame attraversa le praterie di Posidonia Oceanica su fondo sabbioso, che si estendono a partire dalla costa fino ad arrivare quasi a 30 m di profondità.

La lunghezza del tratto di metanodotto che interessa le praterie di Posidonia è pari a circa 13 km.

Si evidenzia infine che il tracciato non comporta interferenze con i traffici marittimi.

4.1.3.2.2 Tracciato Off-shore Matzaccara

Tale ipotesi di tracciato, che unisce Kouidet Draouche (Algeria) a Matzaccara con una lunghezza complessiva di circa 281.3 km, dopo avere lasciato Matzaccara attraversa il Canale di San Pietro in direzione Nord Est-Sud Ovest, tenendosi equidistante dalle coste delle Isole di San Pietro e S. Antioco (si veda la Figura 4). Da qui il tracciato prosegue tenendo la stessa direzione fino all'isobata dei 1,000 m, da dove, analogamente al caso precedente, prosegue fino all'Algeria.

La parte di tracciato inclusa nelle acque territoriali non interessa aree marine protette. Come già accennato in precedenza e come si può vedere in Figura 2 le aree marine protette più vicine al tracciato risultano:

- l'area a mare del SIC "Punta S'Aliga", situata a Nord rispetto al tracciato, nel tratto di mare più prossimo alla costa;
- l'area a mare del SIC "Ripa del Sardo", situato in prossimità della costa sud-orientale dell'Isola di San Pietro.

Si evidenzia inoltre che l'Isola di San Pietro è classificata tra le aree marine di reperimento meritevoli di tutela elencate nell'art. 36 della Legge No. 394/91 "*Legge Quadro sulle Aree Protette*" (si veda anche quanto riportato nel Quadro di Riferimento Programmatico).

Per quanto concerne le caratteristiche dei fondali, l'esame della Figura 5 evidenzia, nel tratto più prossimo alla costa, una pendenza dei fondali compresa tra 0.2 e 0.6%. La pendenza aumenta fino all'1.9% in corrispondenza del Canale delle Colonne. In questo tratto interessato dal tracciato gran parte del fondale è privo di sedimenti mobili.

Si evidenzia infine in corrispondenza della foce del Rio Flumentepido un apporto solido di materiale prevalentemente fine.

In Figura 5 è riportata la distribuzione delle praterie di Posidonia Oceanica nel tratto di mare più prossimo alla costa interessato dal tracciato. Come si può osservare in figura il tracciato in esame attraversa le praterie di Posidonia Oceanica per la maggior parte su roccia (per una lunghezza di circa 9 km) e per un breve tratto su fondo sabbioso (circa 1 km).

Per quanto concerne la presenza di altri vincoli, si evidenzia che il tracciato viene ad attraversare:

- una zona regolamentata con divieto di ancoraggio e di pesca, situata in prossimità del Canale di San Pietro, tra l'isola di San Pietro e l'isola di S. Antioco (Figura 3);
- un acquedotto, che collega l'isola di S. Antioco con l'isola di San Pietro.

L'esame della Figura 3 evidenzia inoltre che il tracciato, prima di lasciare il Canale di San Pietro, passa accanto ad una zona di ancoraggio in generale.

Infine, per quanto concerne i traffici marittimi, occorre sottolineare che il tracciato viene ad interessare la rotta del traffico passeggeri Carloforte-Calasetta che collega le due isole di San Pietro e S. Antioco.

4.1.3.2.3 Tracciato Off-shore Punta del Canigione

Come si può vedere in Figura 4 il tracciato che unisce Punta del Canigione al continente attraversa il Golfo di Congianus in direzione Sud-Nord e da qui prosegue, seguendo tale direzione, fino ad arrivare in Toscana. Tale tracciato ottimizza la lunghezza del tratto a mare della condotta.

Come si può vedere in Figura 2 il tracciato attraversa la ZPS ITB013018 “Capo Figari, Cala Sabina, Punta Canigione e Isola Figarolo”, che comprende tutto il promontorio che divide il Golfo di Congianus dal Golfo di Olbia. In corrispondenza dell’approdo di Punta del Canigione (Sardegna nord-orientale) il tracciato attraversa lo ZPS per circa 2.6 km (di cui solo 300 m a terra).

Per quanto concerne le altre aree marine protette si evidenzia che il tracciato del metanodotto evita l’attraversamento del territorio del Parco intorno all’Isola Mortorio prospiciente lo spiaggiamento di Punta del Canigione. Dalla zonizzazione del Parco riportata nella stessa Figura, il metanodotto viene posato in prossimità dei confini del Parco e ricade in vicinanza dell’area di minor tutela rappresentata dalle “aree Mb di rilevante interesse naturalistico nella quale il rapporto tra uomo e ambiente è autorizzato secondo determinate modalità”.

Per quanto concerne le caratteristiche dei fondali, l’esame della Figura 6 evidenzia, nel tratto più prossimo alla costa, una pendenza dei fondali compresa tra il 2.0% e il 3.9%. Il tratto di mare in esame è caratterizzato dalla presenza della provincia petrografico-sedimentaria S4, costituita da carbonati, quarzo e ferro.

In Figura 6 è riportata la distribuzione delle praterie di Posidonia Oceanica nel tratto di mare più prossimo alla costa interessato dal tracciato. Come si può osservare in figura il tracciato in esame attraversa per una lunghezza di circa 600 m le praterie di Posidonia Oceanica prevalentemente su fondo roccioso e, solo per un breve tratto, su fondo sabbioso.

Per quanto concerne gli altri vincoli, si evidenzia che il tracciato viene ad attraversare:

- una zona regolamentata con divieto di ancoraggio e di pesca, che interessa gran parte del Golfo di Congianus (si veda la Figura 4);
- cavi sottomarini, alcuni dei quali fuori uso (si veda la Figura 4).

Infine, per quanto concerne i traffici marittimi, occorre sottolineare che il tracciato viene ad interessare parzialmente la rotta del traffico passeggeri Golfo Aranci-Livorno.

4.1.3.2.4 Tracciato Off-shore Olbia

Come si può vedere in Figura 4 il tracciato che unisce Olbia alla Toscana comporta l’attraversamento del Golfo di Olbia. Sono possibili interferenze con i traffici del porto, che è possibile limitare minimizzando il tratto di attraversamento del corridoio di avvicinamento.

In corrispondenza dell’approdo e di un tratto di condotta sottomarina il tracciato attraversa lo ZPS ITB010319 “Isole del Nord Est tra Capo Ceraso e Stagno di San Teodoro” (circa 7.5 km).

Per quanto concerne le caratteristiche dei fondali, l’analisi dell’Atlante delle Spiagge, di cui è riportato un estratto per l’area d’interesse in Figura 6, evidenzia la presenza di fondali con pendenza compresa tra il 2.6%. Come si può notare in figura il Golfo di Olbia è interessato, in special modo nel tratto più prossimo al punto di approdo, da apporti solidi di materiale prevalentemente grossolano derivanti dal Fiume Padrogiano. Lungo il litorale del

Promontorio di Capo Ceraso il trasporto solido supposto segue direzione Nord Est-Sud Ovest. La spiaggia sottomarina presenta una granulometria fine con dimensioni comprese tra 0.18 e 2.00 mm e mostra una tendenza all'arretramento.

La costa è caratterizzata da un ampio deposito sabbioso localizzato nel fondo della baia tra Punta delle Saline a Nord-Ovest e Punta di Tronfino a Sud-Est. Tale deposito continua nella parte marina con un'ampia spiaggia sommersa e verso il retrospiaggia con i campi dunari e le aree stagnali delle Saline, Tartanelle e Murta Maria.

In Figura 6 è riportata la distribuzione delle praterie di Posidonia Oceanica nel tratto di mare più prossimo alla costa interessato dal tracciato. Come si può osservare in figura il tracciato in esame attraversa aree caratterizzate per lo più da Posidonia su matte e si estende su tutto il Golfo di Olbia a profondità comprese tra i 7-8 m (limite superiore) e circa 30 m (limite inferiore).

4.1.3.3 Conclusioni

Le valutazioni effettuate nei paragrafi precedenti possono essere riassunte nella seguente tabella, dove sono messe a confronto le alternative analizzate.

Tabella 4.4: Alternative di Progetto in Regione Sardegna, Valutazioni Conclusive

| Approdi Meridionali | | | |
|-------------------------------|--|---|------------------------------------|
| Indicatore | | Porto Botte (Ipotesi 2S) | Matzaccara (Ipotesi 3S) |
| Approdo | Presenza di aree naturali protette (SIC, parchi) | Prossime | Prossime |
| | Compatibilità con la morfologia costiera | Buona | Buona |
| | Presenza di aree urbanizzate | No | Si |
| | Compatibilità con tracciato a mare | Buona | Buona |
| Tracciato Off-Shore | Lunghezza del tracciato | 278.5 km | 281.3 km |
| | Presenza SIC/ZPS marini | Prossime | Prossime |
| | Compatibilità con le caratteristiche dei fondali | Buona | Modesta |
| | Attraversamento di praterie di Posidonia Oc. | Si | Si |
| | Presenza di Cavi e/o Condotte Sottomarine | No | Si |
| | Interferenze con traffico marittimo | Nessuna | Rilevante |
| Approdi Settentrionali | | | |
| Indicatore | | Punta del Canigione (Ipotesi 1N) | Olbia (Ipotesi 3N) |
| Approdo. | Presenza di aree naturali protette (SIC, parchi) | SI | SI |
| | Pregio ambientale dell'area | elevato | Medio-basso |
| | Compatibilità con la morfologia costiera | Modesta | Buona |
| | Presenza di aree urbanizzate | No | Si |
| | Problematiche associate alla possibilità di realizzare la Centrale di Compressione | elevate | lievi |
| | Compatibilità con tracciato a mare | Buona | Buona |
| Tracciato Off-Shore | Lunghezza del tracciato | 251 km | 273 km |
| | Presenza SIC/ZPS marini | SI | SI |
| | Compatibilità con le caratteristiche dei fondali | Media | Buona |
| | Attraversamento di praterie di Posidonia Oc. | Si | Si |
| | Presenza di Cavi e/o Condotte Sottomarine | Si | Si |
| | Interferenze con traffico marittimo | Nessuna | Modesta |

Dal confronto riportato in tabella si può concludere che **la soluzione ottimale è costituita da: Porto Botte quale approdo meridionale e Olbia, per quanto riguarda l'approdo settentrionale**, in quanto:

- i punti di approdo sono caratterizzati da:
 - interferenza minima con aree naturali e con aree urbanizzate,
 - compatibilità con la morfologia costiera e con il tracciato a mare,
 - caratteristiche morfologiche in prossimità dell'approdo favorevoli ad ospitare la Centrale di Compressione (solo per alternative Nord),
- i tracciati off-shore:
 - presentano una buona compatibilità con la morfologia costiera.

4.2 REGIONE TOSCANA

Per quanto riguarda il tratto Toscana le prime alternative esaminate in fase di fattibilità hanno avuto per oggetto:

- tre diversi punti di approdo lungo le coste della regione (e i relativi tracciati off-shore);
- due possibili punti di connessione con la Rete Nazionale dei Gasdotti (Terranova Bracciolini e Sinalunga);
- i possibili tracciati di congiunzione tra i punti di approdo e la connessione con la RNG.

4.2.1 Alternative di Approdo e Tracciati off-shore

Sono state ipotizzate tre possibili alternative di approdo con tre possibili tracciati off-shore di riferimento, in parte condivisi a più alternative (si veda la Figura 9):

- Ipotesi 1T con tracciato Sardegna – Livorno e approdo a Nord di Livorno, in Comune di Pisa, localizzato a Nord rispetto alla foce del Canale Scolmatore,;
- Ipotesi 2T con tracciato Sardegna – Rosignano e approdo presso Rosignano Marittimo (LI), in prossimità delle “Spiagge Bianche”, a Nord rispetto alla foce del Fiume Fine;
- Ipotesi 3T con tracciato Sardegna – Piombino e approdo in prossimità del Golfo di Follonica, tra Torre del Sale e Torre Mozza, in Comune di Piombino (LI).

Nei seguenti Paragrafi sono riportati, per ciascuna alternativa considerata, i risultati delle valutazioni effettuate.

4.2.1.1 Livorno

Il tracciato che unisce Olbia a Livorno ha una lunghezza complessiva di circa 343 km. Il punto di approdo è situato a Nord rispetto all'area portuale livornese, oltre la foce del Canale Scolmatore. Per evitare una vasta area di secca antistante Livorno (denominata “Secche della Meloria”, area marina protetta di prossima istituzione), che si estende per oltre 10 km a partire dalla costa con profondità comprese tra 2 e 10 m, il tracciato, dopo pochi km percorsi in direzione Ovest, piega verso Sud-Ovest, attraversando lo specchio acqueo antistante il porto di Livorno. Dopo aver attraversato l'area antistante il porto il tracciato piega verso Sud, passando tra l'Isola Capraia e l'Isola d'Elba, fino ad arrivare a Olbia.

Per quanto concerne gli aspetti tecnici, a causa dell'attraversamento dello specchio acqueo antistante il porto di Livorno, l'Ipotesi 1T è caratterizzata da possibili rilevanti interferenze con i traffici marittimi.

Rilevanti anche le criticità associate alla natura del fondale, con presenza di estesi affioramenti rocciosi, e l'interessamento parziale di una zona di secca (Secche della Meloria).

Si segnala inoltre che nell'area è prevista la realizzazione di un Terminale GNL off-shore (autorizzato).

Dal punto di vista ambientale l'Ipotesi 1T è caratterizzata da:

- approdo in corrispondenza del Parco Naturale di Migliarino, San Rossore e Massaciuccoli e del SIC/ZPS "Selva Pisana" con presenza di habitat prioritari;
- attraversamento della zona di secca costituita dalle Secche della Meloria (area marina protetta di prossima istituzione);
- presenza di una vasta prateria di fronte al porto fino ad una profondità di circa 30 m, in parte degradata.

Sono state valutate rilevanti anche le criticità associate all'attraversamento del Sito di Interesse Nazionale di Livorno (area potenzialmente inquinata da sottoporre ad interventi di caratterizzazione e bonifica).

L'Ipotesi 1T per la sua localizzazione presenta un tracciato a mare di maggiore lunghezza rispetto alle altre alternative.

4.2.1.2 Rosignano

Il tracciato che unisce Olbia a Rosignano ha una lunghezza complessiva di circa 334 km. Il punto di approdo è situato presso le Spiagge Bianche di Rosignano, subito a Nord rispetto alla foce del Fiume Fine; il tracciato segue inizialmente una direzione Est-Ovest in modo tale da evitare le Secche di Vada, che si estendono per oltre 11 km davanti al litorale compreso tra Vada e Marina di Cecina, per proseguire successivamente in direzione Sud, fino a congiungersi con il tracciato Livorno-Olbia (1T).

Si segnala nell'area la presenza di un'altra iniziativa industriale per l'importazione di gas naturale: l'iniziativa, attualmente in fase autorizzativa, prevede la realizzazione di un Terminale on-shore di importazione di Gas Naturale Liquefatto, la cui ubicazione è prevista nell'area industriale Solvay.

Dal punto di vista ambientale l'Ipotesi 2T è caratterizzata da:

- interessamento di un'area ad alta vocazione turistica costituita dalle Spiagge Bianche di Rosignano;
- attraversamento di praterie di Posidonia (tratto di circa 1 km) presenti nel tratto di mare antistante Rosignano;
- presenza in prossimità dell'approdo della Riserva Naturale Statale "Tomboli di Cecina" a Sud del Fiume Fine e della ZPS "Tombolo di Cecina" a Sud del Fiume Fine.

4.2.1.3 Piombino

Il tracciato che unisce Olbia a Piombino ha una lunghezza complessiva di circa 275 km. L'approdo è situato nel Golfo di Follonica, tra Torre del Sale e Torre Mozza. Il tracciato è caratterizzato da una direzione prevalente Sud-Sud-Ovest, passa tra l'Isola di Montecristo e l'Isola del Giglio e all'altezza di Porto Vecchio (Corsica) si innesta sulle alternative descritte in precedenza.

Con riferimento agli aspetti tecnici realizzativi l'Ipotesi 3T non è caratterizzata da elementi di particolare criticità.

Da un punto di vista ambientale tale ipotesi presenta:

- attraversamento di un tratto di fondale interessato dalla presenza di matte morte di Posidonia e Posidonia degradata per un tratto lungo circa 1.5 km;
- attraversamento del "Parco Territoriale della Costa Orientale e della Sterpaia", coincidente anche con l'Area Naturale Protetta di Interesse Locale (ANPIL) "Sterpaia";
- possibili interferenze con i traffici marittimi interessanti il porto di Piombino;
- interessamento di un'area turistica.

L'Ipotesi 3T per la sua localizzazione presenta un tracciato mare minore come lunghezza rispetto a tutte le altre alternative.

4.2.1.4 Confronto tra le Alternative

Al fine di poter confrontare le alternative di tracciato/spiaggiamento considerate, si riporta una tabella di sintesi delle valutazioni effettuate in fase di fattibilità.

Tabella 4.5: Alternative di Progetto in Regione Toscana, Valutazioni degli Approdi e dei Tracciati off-shore

| Approdi In Toscana | | | |
|--|------------------|-----------|-----------|
| <i>Indicatore</i> | <i>1T</i> | <i>2T</i> | <i>3T</i> |
| Presenza Aree Protette | SI | Prossime | SI |
| Presenza Aree urbanizzate | No | No | No |
| Presenza Aree turistiche | No | SI | SI |
| Compatibilità con tracciato a mare | Modesta | Modesta | Buona |
| Interferenze con traffico marittimo | Rilevanti | Modeste | Modeste |
| Natura della Costa | Rocce Affioranti | Sabbiosa | Sabbiosa |
| Presenza di Posidonia | SI | SI | SI |
| Presenza di altre Iniziative nell'area | SI | SI | NO |

Il tracciato off-shore di **Piombino e il relativo approdo**, in base alle valutazioni effettuate sulle altre alternative, è stato valutato la soluzione preferibile sia dal punto di vista tecnico sia da quello ambientale.

4.2.2 Alternative di Tracciato a Terra e Punto di Connessione con la RNG

In fase di fattibilità si sono ipotizzate esclusivamente ipotesi di collegamento con la dorsale principale della RNG e in particolare:

- in corrispondenza della Centrale di compressione di Terranuova Bracciolini;
- in prossimità di Sinalunga.

In base a queste assunzioni di partenza sono state analizzate le seguenti soluzioni di tracciato:

- Piombino–Sinalunga;
- Piombino – Terranuova Bracciolini;
- Rosignano – Terranuova Bracciolini;
- Livorno –Terranuova Bracciolini.

Poiché i tracciati presentavano alcuni tratti in comune, ogni tracciato è stato diviso in più tratte distinte, come esemplificato nella seguente figura.

Figura 4.1: Alternative di Tracciato in Regione Toscana



Con il procedere dell'iniziativa GALSI, Snam Rete Gas (SRG) ha indicato, quale punto di inserimento nella RNG, un'area di ricevimento Pig, ubicata a circa 2 km dalla costa in prossimità di Piombino.

Le alternative di tracciato con altri punti di inserimento nella RNG sono state quindi abbandonate.

4.2.3 Conclusioni

L'approdo di Piombino è risultata essere la scelta di progetto, sulla base delle indicazioni fornite da SRG e in base alle valutazioni effettuate in merito a diverse alternative di tracciato off-shore.

Ulteriori micro-alternative considerate sono riportate nel Quadro di Riferimento Progettuale del SIA Tratto Toscana (Volume IX, Sezione IXb).

5 ASPETTI AUTORIZZATIVI

Nel presente capitolo sono analizzati i principali atti nazionali e internazionali di interesse per il progetto del Metanodotto Galsi.

A Paragrafo 5.1 sono riassunte le amministrazioni interessate dalle diverse sezioni del progetto, mentre nei Paragrafi 5.2 e 5.3 sono rispettivamente esaminati:

- la convenzione ONU sul Diritto del Mare (United Nations Convention on the Law of the Sea, UNCLOS) adottata il 10 Dicembre 1982;
- gli aspetti autorizzativi nazionali.

5.1 AMMINISTRAZIONI DI COMPETENZA

Il progetto Galsi per la parte di competenza territoriale italiana interessa le seguenti unità amministrative territoriali:

- 2 Regioni;
- 8 Province;
- 41 Comuni;
- 5 Capitanerie di Porto e 2 Direzioni Marittime.

Per maggiore chiarezza di seguito si riassume per ciascuna parte del progetto (tratto di linea ed impianti principali) la relativa amministrazione di appartenenza, mantenendo lo stesso ordine di percorrenza del gas. In Figura 10 e 11 si riporta un inquadramento rispettivamente a mare e a terra delle amministrazioni di competenza per il progetto in oggetto.

Tabella 5.1: Amministrazioni interessate dal Progetto

| Sezione Progetto Galsi | Amministrazione | | | |
|--|-----------------|-------------------|-------------------------|---------------------------------------|
| | Regione | Provincia | Comune | Capitaneria di Porto |
| Condotta sottomarina DN 650 – P 183 bar | - | - | - | Cagliari (Dir. Marittima Cagliari) |
| Condotta DN 650 – P 183 bar Tratto On-shore Porto Botte | Sardegna | Carbonia-Iglesias | San Giovanni Suergiu | - |
| Terminale di Porto Botte | | | Carbonia | |
| Metanodotto On-shore DN 1200 – P 75 bar | | | Iglesias | |
| | | | Villamassargia | |
| | | | Domusnovas | |
| | | | Musei | |
| | | Siliqua | | |
| | | Vallelmosa | | |
| | | Villasor | | |
| Medio-Campidano | | Serramanna | | |
| | | Villacidro | | |

| Sezione Progetto Galsi | Amministrazione | | | |
|---|-----------------|-----------------|---------------------|---|
| | Regione | Provincia | Comune | Capitaneria di Porto |
| Metanodotto On-shore DN 1200 – P 75 bar | Sardegna | Medio-Campidano | S. Gavino Monreale | - |
| | | | Sardara | |
| | | | Pabillonis | |
| | | Oristano | Mogoro | |
| | | | Uras | |
| | | | Marrubiu | |
| | | | Santa Giusta | |
| | | | Palmas Arborea | |
| | | | Oristano | |
| | | | Simaxis | |
| | | | Ollastra | |
| | | | Zerfaliu | |
| | | | Villanova Truschedu | |
| | | | Paulilatino | |
| | | | Abbasanta | |
| | | | Norbello | |
| | | | Nuoro | |
| | | Macomer | | |
| | | Sindia | | |
| | | Sassari | Semestene | |
| | | | Bonorva | |
| | | | Torralba | |
| | | | Mores | |
| | | | Ozieri | |
| | | Olbia Tempio | Oschiri | |
| | | | Berchidda | |
| | | | Monti | |
| Loiri Porto S. Paolo | | | | |
| Olbia | | | | |
| Olbia | | | | |
| Olbia | | | | |
| Centrale di Compressione di Olbia | | | | |
| Condotta DN 800 – P 200 bar Tratto On-shore Olbia | | | | |
| Condotta sottomarina DN 800 – P 200 bar | - | - | - | Olbia (Dir. Marittima Cagliari) |
| | | | | La Maddalena (Dir. Marittima Cagliari) |
| | | | | Portoferraio (Dir. Marittima Livorno) |
| | | | | Livorno (Dir. Marittima Livorno) |
| Condotta DN 800 – P 200 bar Tratto On-shore Piombino | Toscana | Livorno | Piombino | - |
| Terminale di Porto Botte | | | | |

5.2 CONVENZIONE ONU SUL DIRITTO DEL MARE (UNCLOS)

La Convenzione ONU sul diritto del Mare (UNCLOS) include alcune definizioni e regolamentazioni concernenti le relazioni internazionali tra stati costieri, stati arcipelago e stati penisola e definisce il regime giuridico di tutti gli spazi marini e dell'insieme delle attività che si svolgono in essi.

5.2.1 Contenuti ed Obiettivi

La Convenzione è stata ratificata dall'Italia con la Legge 2 Dicembre 1994 No. 689 (depositata il 13 Gennaio 1995) dopo che era già entrata in vigore, un anno dopo il deposito del sessantesimo strumento di ratifica, avvenuto il 16 Novembre 1994. L'Algeria ha depositato la ratifica della convenzione in data 11 Giugno 1996.

Tra le varie indicazioni la Convenzione UNCLOS stabilisce che:

- ogni Stato ha il diritto di fissare la larghezza del proprio Mare Territoriale fino a un limite massimo di 12 miglia marine, misurate a partire dalle linee di base determinate conformemente alla presente Convenzione;
- in una zona contigua al suo mare territoriale, denominata Zona Contigua, lo Stato costiero può esercitare il controllo necessario al fine di:
 - prevenire le violazioni delle proprie leggi e regolamenti doganali, fiscali, sanitari e di immigrazione entro il suo territorio o mare territoriale,
 - punire le violazioni delle leggi e regolamenti di cui sopra, commesse nel proprio territorio o mare territoriale;la zona contigua non può estendersi oltre 24 miglia marine dalla linea di base da cui si misura la larghezza del mare territoriale;
- esiste una Zona Economica Esclusiva (ZEE) costituita da un'area esterna ed adiacente alle acque territoriali in cui lo Stato costiero ha la titolarità di:
 - diritti sovrani sulla massa d'acqua sovrastante il fondo marino ai fini dell'esplorazione, sfruttamento, conservazione e gestione delle risorse naturali, viventi o non viventi, compresa la produzione di energia dalle acque, dalle correnti o dai venti,
 - giurisdizione in materia di installazione ed uso di isole artificiali o strutture fisse, ricerca scientifica in mare e di protezione e conservazione dell'ambiente marino;la (ZEE) può estendersi sino a 200 miglia dalle linee di base dalle quali è misurata l'ampiezza delle acque territoriali. Si noti che nessun paese rivierasco del Mediterraneo ha sino ad ora preso provvedimenti in materia di istituzione di zone economiche esclusive;
- per Piattaforma Continentale si intende l'area sottomarina che si estende al di là delle acque territoriali, attraverso il prolungamento naturale del territorio emerso, sino al limite esterno del margine continentale, o sino alla distanza di 200 miglia dalle linee di base, qualora il margine continentale non arrivi a tale distanza. Tale limite è considerato il limite minimo della piattaforma continentale.

L'indicazione della linea di base e del limite delle acque territoriali per la parte interessata dal Progetto Galsi è illustrata in Figura 12.

Con riferimento agli elementi sopra definiti si evidenzia quanto segue (Ministero della Difesa, Sito Web):

- sia l'Italia, sia la Francia e l'Algeria hanno fissato l'estensione delle proprie acque territoriali in 12 miglia marine dalla linea di base. In particolare:
 - l'Italia ha adottato con D.P.R. 26 Aprile 1973, No. 816, un sistema di linee di base articolato lungo la penisola, in 21 segmenti, e attorno alla Sicilia e alla Sardegna, rispettivamente, in 10 e 7 segmenti. Il limite delle 12 miglia è stato invece adottato con Legge 14 Agosto 1974, No. 359,
 - per quanto riguarda i confini a mare fra Algeria e la vicina Tunisia, è stato concluso un accordo provvisorio (11 Febbraio 2002) relativo alla delimitazione laterale delle rispettive frontiere marittime, ivi comprese quelle delle acque territoriali (si veda la Figura 13),
 - la delimitazione delle acque territoriali tra l'Italia e la Francia, in zone in cui la distanza tra le rispettive linee di base è inferiore alle 24 miglia, è stata attuata con la Convenzione di Parigi del 28 Novembre 1986 tra Italia e Francia relativa alla delimitazione delle frontiere marittime nell'area delle Bocche di Bonifacio (si veda le Figure 12 e 13). Tale Accordo definisce i limiti delle acque territoriali poste tra la Sardegna e la Corsica mediante una linea composta di 6 segmenti;
- per quanto riguarda la zona contigua si riassume che:
 - a causa dell'esistenza di stati frontisti ad una distanza inferiore a 48 miglia e della conseguente sovrapposizione delle zone contigue, l'Italia non ha ancora formalmente proclamato la propria zona contigua,
 - l'Algeria ha fissato l'estensione della zona contigua al proprio mare territoriale pari a 12 miglia nautiche (24 miglia dalla linea di base) con Decreto Presidenziale del 6 Novembre 2004,
 - la Francia ha fissato l'estensione della zona contigua al proprio mare territoriale pari a 12 miglia nautiche (24 miglia dalla linea di base);
- per quanto riguarda la piattaforma continentale si riassume che:
 - l'Italia ha finora stipulato quattro trattati di delimitazione della piattaforma continentale con i Paesi mediterranei frontisti, ed in particolare con Jugoslavia, Tunisia, Spagna, Grecia e Albania. L'Algeria non ha determinato la delimitazione della propria piattaforma continentale (si veda la Figura 13),
 - la Francia non ha determinato la delimitazione della propria piattaforma continentale, ma nell'ambito della Convenzione con l'Italia di Parigi del 28 Novembre 1986 ha delimitato ufficialmente la frontiera marittima nell'area delle Bocche di Bonifacio (si veda la Figura 13).

5.2.2 Relazioni con il Progetto

Con riferimento al progetto del Metanodotto di collegamento fra Algeria ed Italia (Progetto Galsi) si evidenzia che (si vedano le Figure 12 e 13):

- per quanto riguarda la condotta sottomarina fra Algeria e Sardegna, DN 650 (26 “) P 183 bar, di lunghezza complessiva di circa 285 km, la posa della condotta interesserà le acque territoriali e la piattaforma continentale sia italiane che algerine ed un tratto di acque internazionali;
- per quanto riguarda la condotta sottomarina fra la Sardegna e la Toscana, DN 800 (32”) P 200 bar, di lunghezza complessiva di circa 275 km, il metanodotto interessa esclusivamente le acque territoriali e la piattaforma continentale italiana ed un tratto di acque internazionali

Relativamente alle acque territoriali la Convenzione UNCLOS stabilisce che (Art. No. 2, Legge No. 689 del 2 Dicembre 1994) la sovranità dello Stato costiero si estende, al di là del suo territorio e delle sue acque interne, a una fascia adiacente di mare denominata mare territoriale e che tale sovranità si estende allo spazio aereo soprastante il mare territoriale come pure al relativo fondo marino e al suo sottosuolo.

Per quanto riguarda la piattaforma continentale, inoltre, la Convenzione UNCLOS stabilisce che (Art. No. 79, Legge No. 689 del 2 Dicembre 1994):

- tutti gli Stati hanno il diritto di posare cavi e condotte sottomarine sulla piattaforma continentale, conformemente alle disposizioni del presente articolo;
- subordinatamente al suo diritto di adottare ragionevoli misure per l'esplorazione della piattaforma continentale, lo sfruttamento delle sue risorse naturali e la prevenzione, riduzione e controllo dell'inquinamento causato dalle condotte, lo Stato costiero non può impedire la posa o la manutenzione di tali cavi o condotte;
- il percorso delle condotte posate sulla piattaforma continentale è subordinato al consenso dello Stato costiero;
- nessuna disposizione della presente Parte pregiudica il diritto dello Stato costiero di stabilire condizioni per i cavi e le condotte che entrano nel suo territorio o mare territoriale, né pregiudica la sua giurisdizione su cavi e condotte installate o utilizzate nel quadro dell'esplorazione della sua piattaforma continentale, o lo sfruttamento delle sue risorse, o l'impiego di isole artificiali, installazioni e strutture già sotto la sua giurisdizione;
- in occasione della posa di cavi e condotte sottomarine, gli Stati debbono tenere dovuto conto dei cavi e delle condotte già in posizione. In particolare, non deve essere pregiudicata la possibilità di riparare quelli già esistenti.

5.3 ASPETTI AUTORIZZATIVI NAZIONALI, DECRETO LEGISLATIVO 27 DICEMBRE 2004, NO. 330

Il Decreto Legislativo 27 Dicembre 2004, No. 330, *“Integrazioni al Decreto del Presidente della Repubblica 8 Giugno 2001, No. 327, in materia di Espropriazione per la Realizzazione di Infrastrutture Lineari Energetiche”*, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale No. 25 del 1 Febbraio 2005, introduce modifiche e integrazioni al testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità, approvato con Decreto del Presidente della Repubblica 8 Giugno 2001, No. 327, tra cui (Articolo 1, Comma C):

dopo l'articolo 52 sono inseriti i seguenti:

- **Art. 52-bis (L'espropriazione per infrastrutture lineari energetiche).** - 1. Ai fini del presente decreto si intendono **per infrastrutture lineari energetiche i gasdotti, gli elettrodotti, gli oleodotti e le reti di trasporto di fluidi termici, ivi incluse le opere, gli impianti e i servizi accessori connessi o funzionali all'esercizio degli stessi, nonché i gasdotti e gli oleodotti necessari per la coltivazione e lo stoccaggio degli idrocarburi.**
- **«Art. 52-quinquies (Disposizioni particolari per le infrastrutture lineari energetiche facenti parte delle reti energetiche nazionali).**
[... omissis ...]
 - 2. **Per le infrastrutture lineari energetiche, individuate dall'Autorita' competente come appartenenti alla rete nazionale dei gasdotti di cui all'articolo 9 del Decreto Legislativo 23 Maggio 2000, No. 164, e per gli oleodotti facenti parte delle reti nazionali di trasporto, l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio delle stesse, rilasciata dalla stessa amministrazione, comprende la dichiarazione di pubblica utilita' dell'opera, la valutazione di impatto ambientale, ove prevista dalla normativa vigente, ovvero la valutazione di incidenza naturalistico-ambientale di cui al decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, No. 357, l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio dei beni in essa compresi e la variazione degli strumenti urbanistici.**
 - *L'autorizzazione inoltre sostituisce, anche ai fini urbanistici ed edilizi, ogni altra autorizzazione, concessione, approvazione, parere, atto di assenso e nulla osta comunque denominati, previsti dalle norme vigenti, costituendo titolo a costruire e ad esercire tutte le opere e tutte le attività previste nel progetto approvato, fatti salvi gli adempimenti previsti dalle norme di sicurezza vigenti. Per il rilascio dell'autorizzazione, ai fini della verifica della conformita' urbanistica dell'opera, e' fatto obbligo di richiedere il parere motivato degli enti locali nel cui territorio ricadano le opere da realizzare. Il rilascio del parere non puo' incidere sul rispetto del termine entro il quale è prevista la conclusione del procedimento. Al procedimento partecipano i soggetti preposti ad esprimersi in relazione a eventuali interferenze con altre infrastrutture esistenti. Il procedimento si conclude, in ogni caso, entro il termine di nove mesi dalla data di presentazione della richiesta, o di sei mesi dalla stessa data ove non sia prescritta la procedura di valutazione di impatto ambientale. Il provvedimento finale comprende anche l'approvazione del progetto definitivo e determina l'inizio del procedimento di esproprio di cui al Capo IV del titolo II.*
[... omissis ...]
 - 4. *L'autorizzazione di cui al Comma 2 indica le prescrizioni e gli obblighi di informativa posti a carico del soggetto proponente per garantire il coordinamento e la salvaguardia del sistema energetico nazionale e la tutela ambientale e dei beni culturali, nonché il termine entro il quale l'infrastruttura lineare energetica è realizzata.*
 - 5. *Per le infrastrutture lineari energetiche di cui al Comma 2, l'atto conclusivo del procedimento di cui al Comma 2 e' adottato d'intesa con le Regioni interessate.*
 - 6. *In caso di mancata definizione dell'intesa con la Regione o le Regioni interessate nel termine prescritto per il rilascio dell'autorizzazione, nel rispetto dei principi di sussidiarietà e leale collaborazione, si provvede, entro i successivi sei mesi, a mezzo di un collegio tecnico costituito d'intesa tra il Ministro delle Attività produttive e la*

Regione interessata, ad una nuova valutazione dell'opera e dell'eventuale proposta alternativa formulata dalla Regione dissenziente. Ove permanga il dissenso, l'opera e' autorizzata nei successivi novanta giorni, con decreto del Presidente della Repubblica, previa deliberazione del Consiglio dei Ministri, integrato con il Presidente della Regione interessata, su proposta del Ministro delle attivita' produttive, di concerto con il Ministro competente, sentita la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano.

- 7. Alle infrastrutture lineari energetiche di cui al comma 2 si applicano le disposizioni dell'Articolo 52-Quater, Commi 2, 4 e 6.

6 ENERGIA E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Il settore dell'energia sta attraversando un periodo di rilevanti cambiamenti dovuti all'effetto combinato di diversi fattori quali:

- la liberalizzazione e la privatizzazione dei settori energetici, peraltro supportate da importanti scelte politiche a livello nazionale;
- l'aumento dei consumi e la differenziazione dei prodotti energetici a cui si legano inevitabili effetti sull'evoluzione della domanda;
- nuove scelte politiche dal punto di vista ambientale.

Il presente capitolo fornisce un'analisi degli atti di programmazione settoriale che accompagnano e supportano tali cambiamenti; l'analisi ha riguardato in particolare i seguenti strumenti:

- Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile in Attuazione dell'Agenda 21 (Paragrafo 6.1);
- Piani Nazionali sul Contenimento delle Emissioni (Paragrafo 6.2);
- Indirizzi della Politica Energetica Nazionale (Paragrafo 6.3);
- Conferenza Nazionale Energia e Ambiente (Paragrafo 6.4);
- riferimenti normativi nazionali relativi alla liberalizzazione dei settori energetici (Paragrafo 6.5):
 - Decreto Legislativo 16 Marzo 1999, No. 79,
 - Decreto Legislativo 23 Maggio 2000, No. 164,
 - Direttiva 2003/54/CE,
 - Direttiva 2003/55/CE,
 - Legge No. 125/2007 (Conversione del DL No. 73 del 18 Giugno 2007);
- riferimenti normativi nazionali di interesse per il progetto (Paragrafo 6.6):
 - Documento di Programmazione Economica e Finanziaria (DPEF) 2008-2011,
 - Legge No. 433/2001 (Legge Obiettivo) e relativa Delibera CIPE 121/2001,
 - Legge No. 273/2002,
 - Legge No. 239/2004 (Legge Marzano),
 - Decreto Legge No. 273/2004 (Direttiva 2003/87/CE "Emission Trading"),
 - Legge No. 62/2005 (Comunitaria 2004);
 - Disegno di Legge Bersani del Giugno 2006.
- politica energetica della Regione Autonoma della Sardegna (Paragrafo 6.7).

6.1 PIANO NAZIONALE PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE, IN ATTUAZIONE DELL'AGENDA 21

6.1.1 Contenuti ed Obiettivi

L'Agenda 21 è un documento che individua le strategie e le azioni per uno sviluppo sostenibile in base a quanto stabilito dalla "Conferenza ONU su Ambiente e Sviluppo" del 1992.

L'Agenda XXI afferma che "i governi... dovrebbero adottare una strategia nazionale per lo sviluppo sostenibile... utilizzando e armonizzando le politiche settoriali. L'obiettivo è quello di assicurare uno sviluppo economico responsabile verso la società, proteggendo nel contempo le risorse fondamentali e l'ambiente per il beneficio delle future generazioni".

L'Agenda XXI rappresenta il programma d'azione che deve essere definito alle diverse scale possibili (mondiale, nazionale e locale) in termini di politiche di sviluppo a lungo termine che tengano in considerazione le problematiche ambientali. **In questo ambito l'energia è un settore chiave** e le attività antropiche devono essere mirate a uno sviluppo economico che non solo soddisfi i bisogni della presente generazione, ma soprattutto non comprometta la possibilità delle future generazioni di soddisfare i propri.

In Italia, con Deliberazione del Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) del 28 Dicembre 1993 è stato presentato il "Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile, in Attuazione dell'Agenda XXI".

Il Piano ha selezionato, tra quelli già individuati dalla Comunità Europea, gli obiettivi e le azioni più congruenti con la condizione ambientale del Paese, avendo riguardo anche alle sue caratteristiche sociali ed economiche.

6.1.2 Relazioni con il Progetto

Per quanto concerne gli aspetti esaminati dal Piano più strettamente correlabili al progetto in studio si evidenzia quanto segue:

- nella sezione dedicata all'energia, tra le linee strategiche proposte, il Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile promuove la sostituzione dei combustibili ad alto potenziale inquinante con combustibili a basso tenore di carbonio e privo di zolfo come il metano;
- nella sezione dedicata alla cooperazione internazionale per lo sviluppo sostenibile, il Piano riporta che una crescente sostituzione del gas naturale alle altre fonti energetiche fossili asseconda gli obiettivi di tutela dell'ambiente, in quanto il gas naturale ha, tra le fonti fossili, il maggior potere calorifico per unità di anidride carbonica emessa nella combustione; inoltre durante la combustione stessa vengono emesse quantità minori di inquinanti. Nello stesso paragrafo, inoltre, viene indicato che l'Unione Europea, e così pure l'Italia, sta dilatando il ricorso al gas naturale, con conseguente aumento delle importazioni.

Il progetto Galsi risulta coerente con le indicazioni di Piano.

6.2 PIANI NAZIONALI SUL CONTENIMENTO DELLE EMISSIONI

6.2.1 Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici e Protocollo di Kyoto

La **Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici**, approvata a New York il 9 Maggio 1992, è la risposta pensata a livello internazionale per contrastare e ridurre al minimo gli effetti negativi dei cambiamenti climatici sul nostro pianeta. La Convenzione ha come obiettivo la stabilizzazione a livello planetario della concentrazione dei gas ad effetto serra che sono le principali sostanze in grado di interferire ed alterare il clima globale. I sei gas capaci di alterare l'effetto serra del nostro pianeta sono:

- l'anidride carbonica (CO₂);
- il metano (CH₄);
- il protossido di azoto (N₂O);
- gli idrofluorocarburi (HFC);
- i perfluorocarburi (PFC);
- l'esafluoruro di zolfo (Sf₆).

Il **Protocollo di Kyoto**, firmato nel Dicembre 1997, rappresenta lo strumento attuativo della Convenzione. Il Protocollo di Kyoto, sulla base del principio di “*comuni, ma differenziate responsabilità*”, impegna i paesi industrializzati e quelli ad economia in transizione ad una riduzione delle emissioni dei principali gas ad effetto serra rispetto ai valori del 1990.

I Paesi soggetti a vincolo di emissione sono 39 ed includono, fondamentalmente, i paesi europei (inclusi quelli dell'Est), il Giappone, la Russia, gli Stati Uniti, il Canada, l'Australia e la Nuova Zelanda. Gli obiettivi specifici di riduzione delle emissioni sono stati quantificati per il periodo 2008-2012. Successivamente, per i periodi oltre il 2012, saranno negoziati nuovi obiettivi che potrebbero includere un numero di paesi maggiore.

L'Unione Europea, in particolare, si impegna ad una riduzione dell'8% rispetto alle emissioni del 1990 entro il 2008-2012. L'Unione Europea ne ha assunto gli obiettivi tra i propri capisaldi per le azioni in materia di ambiente ed energia. La riduzione delle emissioni è stata ripartita tra i diversi paesi europei, assegnando all'Italia un obiettivo di diminuzione del 6.5% entro il 2010 rispetto al 1990.

Il Protocollo di Kyoto è ufficialmente entrato in vigore il 16 Febbraio 2005.

6.2.2 Relazioni con il Progetto

Il Parlamento Italiano ha ratificato il Protocollo di Kyoto con la Legge No. 120 del 1 Giugno 2002. In coerenza con l'Articolo 2, Comma 1, della Legge No. 120/2002 il Ministero dell'Ambiente ha presentato al CIPE il “*Piano d'Azione Nazionale per la Riduzione delle Emissioni dei Gas Serra e l'Aumento del loro Assorbimento al Minor Costo*”.

Tra le azioni prioritarie che permetteranno di raggiungere l'obiettivo prefissato viene indicato l'aumento di efficienza del sistema elettrico e la riduzione dei consumi energetici nei settori industriale/abitativo/terziario da attuarsi anche attraverso l'aumento della penetrazione di gas naturale negli usi civili e industriali. **In tal senso il presente progetto risulta pienamente coerente con gli obiettivi di Kyoto.**

6.3 INDIRIZZI DELLA POLITICA ENERGETICA NAZIONALE

Il principale documento di politica energetica nazionale, cui fare riferimento, ed in cui si definiscono obiettivi e priorità della politica energetica in Italia, è il **Piano Energetico Nazionale (PEN)** che ha fissato gli obiettivi energetici di lungo periodo per l'Italia, promuovendo:

- l'uso razionale dell'energia;
- il risparmio energetico;
- lo sviluppo progressivo di fonti di energia rinnovabile.

A proposito del settore del gas naturale è rilevante sottolineare che uno degli obiettivi strategici del PEN è *“la diversificazione nell'uso delle varie fonti di importazione e la diversificazione geografica e politica delle aree di approvvigionamento, per la riduzione della vulnerabilità del paese di fronte ad una dipendenza energetica dall'estero destinata a rimanere comunque alta”*; **il progetto in esame risulta pienamente in coerente a tale obiettivo.**

L'ultimo aggiornamento, approvato dal Consiglio dei Ministri nell'Agosto del 1988, pur rimanendo valido nell'individuazione di obiettivi prioritari (competitività del sistema produttivo, diversificazione delle fonti e delle provenienze geopolitiche, sviluppo delle risorse nazionali, protezione dell'ambiente e della salute dell'uomo e risparmio energetico) è un documento ormai datato, anche perché si riferisce ad un quadro istituzionale e di mercato che nel frattempo ha subito notevoli mutamenti, anche per effetto della crescente importanza e influenza di una comune politica energetica a livello europeo.

Come punto di partenza della politica energetica e della creazione del Mercato Interno dell'Energia, la Commissione europea, infatti, pone la liberalizzazione dei mercati energetici, l'introduzione della concorrenza, in particolare nel settore dell'energia elettrica e del gas, la promozione dell'utilizzo delle energie rinnovabili, ma soprattutto la realizzazione di un sistema di reti energetiche integrato ed adeguato non solo all'interno degli Stati membri, ma anche tra l'Europa e le principali aree terze fornitrici di energia.

Alla base di questo processo l'Italia ha recepito la Direttiva europea sul mercato interno dell'elettricità del 19 Dicembre 1996 e la Direttiva europea sul mercato interno del gas, del Dicembre 1998, rispettivamente con il Decreto Legislativo 16 Marzo 1999, No. 79 e con il Decreto Legislativo 23 Maggio 2000, No. 164.

Infine, accanto alla sicurezza degli approvvigionamenti, uno dei principali obiettivi della politica energetica europea è il raggiungimento di uno sviluppo sostenibile, attraverso la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al livello del 1990 tra il 2008 ed il 2012.

Il recente processo di decentramento delle funzioni e competenze amministrative, attuato in molti settori dalla riforma Bassanini, ha cambiato il coinvolgimento e il ruolo delle Regioni e degli Enti Locali anche in campo energetico.

6.4 CONFERENZA NAZIONALE PER ENERGIA E L'AMBIENTE

Nel Novembre 1998 si è tenuta a Roma la *“Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente”*.

La conferenza ha preso spunto da un nuovo approccio concernente la politica energetico - ambientale; in base al quale al perseguimento di finalità prettamente energetiche sono associate anche finalità ambientali, quali:

- preservare l'ambiente locale e globale;
- migliorare il rendimento ed evitare gli sprechi;
- razionalizzare l'uso delle risorse;
- servire gli utenti in modo equo.

Il "*Patto per l'Energia e l'Ambiente*", sottoscritto a Roma durante tale conferenza, individua sei indirizzi prioritari per inquadrare il percorso attuativo delle politiche energetiche e, su questa base, fissa le principali azioni che dovranno essere poste in atto.

Per quello che riguarda il mercato del gas naturale, è stato sottolineato lo sforzo per completare la metanizzazione del Paese non solo nelle grandi aree ancora escluse dal processo, come la Sardegna, ma anche nelle zone in cui la possibilità di utilizzo del metano potrà costituire un importante fattore di innesco dei processi di industrializzazione e di crescita occupazionale.

Il progetto in esame risulta pienamente coerente con quanto sancito dalla Conferenza per quanto riguarda il mercato del gas naturale, infatti la realizzazione del gasdotto dall'Algeria potrebbe dare un forte impulso all'utilizzo del gas naturale e contribuire alla diversificazione geografica e politica delle aree di approvvigionamento.

6.5 RIFERIMENTI NORMATIVI RELATIVI ALLA LIBERALIZZAZIONE DEI SETTORI ENERGETICI

A livello europeo la liberalizzazione dei settori energetici è stata avviata dalla Direttiva 96/92/CE sull'energia elettrica e 98/30/CE sul gas naturale. In Italia tali direttive sono state recepite dai D.Lgs 16 Marzo 1999, No. 79, e 23 Maggio 2000, No. 164, recanti norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale. Successivamente le Direttive comunitarie 2003/54/CE, sull'energia elettrica, e 2003/55/CE, sul gas, hanno abrogato le precedenti direttive. In Italia è stata recentemente emanata la Legge No. 125/2007 (di conversione del Decreto Legge No. 73/2007) per l'immediato recepimento di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia.

Le nuove norme sull'elettricità promuovono la graduale apertura del mercato elettrico e la competitività del medesimo prospettando la tendenza verso una priorità nel dispacciamento per le fonti rinnovabili e per la cogenerazione che dovrebbe portare ad un aumento della produzione di energia elettrica da tale tipo di fonti. In un contesto energetico sempre più concorrenziale, inoltre, le stringenti normative ambientali e la necessità di rinnovare il parco elettrico nazionale con centrali più efficienti spingeranno ad incrementare l'utilizzo del metano.

Le nuove norme sul gas definiscono la creazione di un mercato competitivo per il gas naturale come condizione essenziale per il completamento del mercato unico dell'energia. Un'effettiva liberalizzazione del mercato del gas naturale attraverso l'aumento del numero degli operatori concorrenti porta i seguenti vantaggi:

- miglioramento nella qualità del servizio;
- miglioramento nella efficienza interna;

- maggiore diversificazione delle fonti di approvvigionamento di gas naturale;
- diminuzione dei prezzi del combustibile e conseguente diminuzione del costo dell'energia elettrica con evidenti benefici per i consumatori finali di gas e di energia elettrica.

Il processo di graduale apertura dei mercati del gas e di incremento del livello di competitività, avviato in tutti i principali paesi europei ed ormai interamente completato in UK, renderà più trasparente e non discriminatorio l'approvvigionamento, il trasporto, la distribuzione e la vendita di gas naturale con evidenti aspetti positivi per i consumatori finali e per la realizzazione di un'effettiva concorrenza nel settore elettrico.

Il recente Decreto Legge No. 73/2007 contiene, in particolare, le prime misure di avvio del mercato per i clienti domestici mantenendo comunque misure di garanzia a tutela delle famiglie, in modo che la scelta tra nuove offerte e mantenimento del proprio fornitore attuale possa avvenire senza il rischio di subire aumenti ingiustificati dei prezzi.

Tale provvedimento stabilisce inoltre per le imprese di piccola dimensione (clienti già idonei ma che non hanno ancora scelto fornitore) l'estensione del regime di garanzia previsto per le famiglie.

Per le imprese di grande dimensione saranno infine selezionati *“fornitori di ultima istanza sul libero mercato attraverso gare pubbliche”*, i quali *“dovranno dare informazioni ai clienti finali sulla composizione del mix energetico complessivo utilizzato per la produzione dell'energia fornita”*.

I Decreti e le Leggi sopra citate sono analizzati in maggior dettaglio nel seguito del paragrafo, unitamente all'analisi delle relazioni tra queste norme e il progetto del gasdotto in studio.

6.5.1 Decreto Legislativo 16 Marzo 1999, No. 79

Con la Legge No. 128 del 24 Aprile 1998, all'Articolo 36, la Camera ha delegato il Governo ad emanare, entro un anno, uno o più decreti legislativi per dare attuazione alla Direttiva Europea 96/92/CE, recante norme comuni per il mercato interno per l'energia elettrica, nel rispetto di alcuni criteri direttivi. In particolare, l'Articolo 36 ha previsto:

- che sia garantito lo svolgimento del servizio pubblico, nonché l'universalità, la qualità e la sicurezza di quest'ultimo, attraverso l'applicazione al mercato dei clienti vincolati di una tariffa unica nazionale e l'istituzione dell'acquirente unico;
- che il gestore della rete sia anche il dispacciatore e garantisca l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori;
- che venga favorita la riduzione del numero dei distributori attraverso la loro aggregazione;
- che sia incentivato l'uso delle energie rinnovabili e il risparmio energetico;
- che l'apertura del mercato italiano agli operatori esteri sia effettuata in base al principio di reciprocità.

In seguito alla delega sopracitata, nel Novembre 1998 è stato predisposto dal Governo lo schema di decreto legislativo recante l'attuazione della direttiva sulla liberalizzazione del settore elettrico, definitivamente approvato il 19 Febbraio 1999 e pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il 31 Marzo 1999.

Tale decreto (anche indicato come “*Decreto Bersani*”), che definisce la nuova struttura del sistema elettrico italiano, prevede oltre 60 provvedimenti attuativi (ad oggi ne è stata adottata solo una minima parte). I principi sanciti dal decreto sono:

- il mercato elettrico è libero nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico contenuti nelle disposizioni del decreto stesso;
- la tariffa applicata ai clienti finali (la legge li definisce vincolati) è unica su tutto il territorio nazionale;
- i soggetti che svolgono attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita, dispacciamento, trasmissione di energia elettrica possono svolgere altre attività o acquisire partecipazioni in altri settori a condizione di garantire la separazione contabile ed amministrativa delle attività (vigilanza dell'autorità).

I punti salienti del decreto possono essere riassunti come nel seguito:

- rispetto della data di scadenza per il recepimento della Direttiva 96/92/CE (19 Febbraio 1999), tenendo conto della complessità della materia;
- indipendenza del gestore della rete (Articolo 3): il gestore della Rete è il concessionario dell'attività di trasmissione e dispacciamento, gestisce i flussi di energia sulla rete ed i servizi connessi. Sono previste:
 - la costituzione di una società per azioni di proprietà del Ministero del Tesoro che esercita in maniera non discriminatoria l'attività di trasmissione e dispacciamento,
 - la nuda proprietà della rete di trasmissione resta all'ENEL e agli altri proprietari di rete,
 - il libero accesso alla rete sulla base di tariffe regolate definite dall'autorità per l'energia;
- istituzione dell'acquirente unico (Articolo 4): è prevista da parte del gestore della rete di trasmissione nazionale la costituzione di una società per azioni denominata “acquirente unico” che garantisce, attraverso la conclusione di contratti di fornitura anche di lungo termine, l'approvvigionamento al mercato dei clienti vincolati. L'Acquirente Unico stipula e gestisce i contratti di fornitura con i clienti vincolati garantendo continuità, sicurezza, efficienza del servizio pubblico e parità di trattamento per tutti i clienti sul territorio nazionale;
- istituzione del gestore del mercato (Articolo 5): la gestione economica del mercato elettrico è affidata ad un gestore del mercato che garantisce l'incontro tra domanda e offerta di energia. E' prevista la costituzione di una società per azioni che gestirà il sistema di offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi, sulla base del dispacciamento di tipo economico;
- attività di produzione:
 - piano di dismissioni degli impianti ENEL entro il 2003 per una potenza totale pari a 15,000 MW (Art. 8) ¹,

¹ L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato nella sua adunanza del 28 Febbraio 2001 ha deliberato di autorizzare l'operazione di acquisto di Infostrada da parte di Enel prescrivendo, ai

- obbligo per i produttori e gli importatori di non superare il 50% di tutta l'energia prodotta e importata in Italia (Art. 8),
- i produttori/importatori dovranno inoltre immettere in rete energia “verde” pari al 2% dell'energia da essi prodotta con fonti convenzionali. E' esonerata la cogenerazione, considerata strumento di efficienza energetica;
- attività di distribuzione (Art. 9): vengono fissati dall'articolo obblighi e diritti delle imprese distributrici di energia. In particolare sono previste:
 - razionalizzazione della distribuzione attraverso un'unica concessione trentennale in ambito comunale,
 - acquisizione delle reti ENEL nelle aree in cui sono presenti le aziende municipalizzate;
- import/export (Art. 10):
 - attività esercitata liberamente tenuto conto delle capacità di trasporto e di un'equa ripartizione tra mercato libero e vincolato,
 - clausola di reciprocità per l'import a beneficiario dei clienti idonei;
- incentivo all'uso delle fonti rinnovabili, al risparmio energetico e alla riduzione delle emissioni di CO₂ (Art. 11): punto qualificante della nuova normativa è l'implementazione della politica di salvaguardia ambientale e di risparmio energetico. L'Art. 11 impone, al fine di incentivare il risparmio energetico e la riduzione dell'inquinamento, un obbligo minimo di immissione nella rete di energia prodotta da fonti rinnovabili pari al 2% della produzione di energia da fonti convenzionali. In particolare vengono indicati:
 - riconoscimento della cogenerazione come strumento per l'efficienza energetica (si ricorda che la definizione di cogenerazione sarà data dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas come indicato all'Art. 2 del decreto Bersani),
 - spinta ad investire in nuova capacità produttiva da fonti rinnovabili, nell'ambito dell'organizzazione del mercato dei certificati verdi ai sensi del Decreto 11 Novembre

sensi dell'articolo 6, comma 2, della Legge No. 287/90, il pieno rispetto da parte del gruppo ENEL delle seguenti misure:

- 1) la cessione, da parte di ENEL SpA, di almeno 5,500 MW della propria capacità di generazione;
- 2) entro centoventi giorni dalla presente delibera, ENEL SpA trasmetterà all'Autorità una lista degli impianti da cedere, che dovranno essere per non meno del 60% di modulazione e di picco, soggetta entro i successivi centoventi giorni all'approvazione dell'Autorità, sentita anche l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- 3) entro i successivi centottanta giorni, ENEL SpA conferirà ad una società gli impianti di generazione di cui al punto 2), al fine della cessione di tale società a soggetti che non abbiano con ENEL SpA alcun tipo di legame, né diretto né indiretto;
- 4) la cessione della società di cui al punto 3) sarà effettuata da ENEL SpA con procedure improntate a criteri di trasparenza e competitività;
- 5) le procedure per la cessione della società di cui al punto 3) dovranno essere concluse entro novanta giorni dalla cessione di non meno di 15,000 MW, di cui all'articolo 8, comma 1, del Decreto Legislativo No. 79/99).

1999 “*Direttive per l’Attuazione delle Norme in Materia di Energia Elettrica da Fonti Rinnovabili di cui ai Commi 1, 2 e 3 dell’Articolo 11 del Decreto Legislativo 16 Marzo 1999, No. 79*”.

In sintesi il Decreto Legislativo 79/99 ha liberalizzato ai sensi dell’Articolo 1, comma 1, la produzione, l’importazione, l’esportazione l’acquisto e la vendita dell’energia nelle modalità previste.

L’attività di distribuzione dell’energia è svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministero dell’Industria. Dal 1 Aprile 1999 sono state rilasciate alla riserva statale (il gestore della rete di trasmissione nazionale ne è il concessionario) (Guidi, 1999):

- la trasmissione: attività di trasporto e trasformazione dell’energia elettrica sulla rete interconnessa ad alta tensione ai fini della consegna ai clienti, ai distributori e ai destinatari dell’energia elettrica ai sensi dell’Articolo 2, Comma 2;
- il dispacciamento: attività diretta ad impartire disposizioni per l’utilizzazione e l’esercizio coordinato degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari.

Queste attività sono attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale. Il gestore della rete nazionale è individuato dall’Articolo 3 del provvedimento.

Il ruolo dell’Autorità per l’Energia Elettrica ed il gas è:

- perseguire l’obiettivo della più efficiente utilizzazione dell’energia prodotta o comunque immessa nel sistema elettrico nazionale in coerenza con i vincoli tecnici;
- fissare le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete:
 - la libertà di accesso,
 - la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento.

L’ENEL ha costituito una società per azioni cui sono conferiti:

- la titolarità e le funzioni di gestore della rete di trasmissione nazionale;
- tutti i beni, i rapporti giuridici inerenti l’attività del gestore, compresa la quota parte dei debiti afferenti al patrimonio conferito;
- personale necessario all’attività di competenza;
- dal 1° Aprile 2000 la società ha assunto il ruolo di gestore della rete nazionale di trasmissione.

Inoltre l’ENEL ha costituito società separate per la produzione, distribuzione e vendita ai clienti vincolati, vendita ai clienti idonei, esercizio di diritti di proprietà della rete di trasmissione, smaltimento centrali elettronucleari secondo quanto previsto dall’articolo 13 del Decreto Bersani.

La norma appare foriera di nuovi scenari competitivi che però tengono conto anche dei possibili impatti ambientali. Seguendo il concetto europeo del progressivo smantellamento di posizioni dominanti di monopolio di ogni settore il legislatore recepisce questa necessità provando a disegnare nuove regole su cui si baserà l’assetto del settore elettrico.

6.5.2 Decreto Legislativo 23 Maggio 2000, No. 164

In attuazione della Direttiva 98/30/CE, il Consiglio dei Ministri ha approvato il Decreto Legislativo 23 Maggio 2000, No. 164, recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale.

Il testo di legge definisce le finalità della liberalizzazione del mercato interno al gas naturale e le norme relative alle varie problematiche connesse alle fasi di seguito descritte:

- approvvigionamento (Titolo II, dall'Art. 3 all'Art. 7);
- trasporto e dispacciamento (Titolo III, dall'Art. 8 all'Art. 10);
- stoccaggio (Titolo IV, dall'Art. 11 all'Art. 13);
- distribuzione e vendita (Titolo V, dall'Art. 14 all'Art. 18);
- norme per la tutela e lo sviluppo della concorrenza (Titolo VI, dall'Art. 19 all'Art. 21);
- accesso al sistema (Titolo VII, dall'Art. 22 all'Art. 27);
- organizzazione del settore (Titolo VIII, dall'Art. 28 all'Art. 32);
- condizioni di reciprocità (Titolo IX, dall'Art. 33 all'Art. 35).

6.5.2.1 Approvvigionamento

Il problema dell'approvvigionamento si articola attraverso due filoni: l'importazione del gas naturale, liberalizzata secondo i criteri di seguito indicati, e la coltivazione, che resta sottoposta a concessione, anche se in un'ottica di incentivazione sia dell'attività di ricerca, sia dello sfruttamento dei giacimenti marginali (al fine di incrementare in prospettiva le produzioni di gas naturale nazionale). L'attività di prospezione viene quindi disciplinata, regolamentando l'accesso e l'utilizzo comune di infrastrutture minerarie da parte di più titolari di concessione di coltivazione.

L'import dai Paesi non appartenenti all'Unione Europea è soggetto ad autorizzazione, in base ai seguenti criteri:

- capacità tecniche e finanziarie (Art. 3):
 - per quanto riguarda la capacità tecnica il soggetto richiedente dovrà fornire copia autentica dello statuto e dell'atto costitutivo e relativo certificato camerale, se avente sede in Italia, o statuto e atto costitutivo in traduzione giurata, e specifica dei legali rappresentanti e relative deleghe, nel caso di società aventi sede all'estero. Dall'oggetto sociale deve risultare tra le attività del richiedente quella d'importazione i gas naturale. Inoltre deve essere fornita la struttura organizzativa del richiedente, l'elenco delle competenze disponibili anche in termini di risorse umane, l'elenco delle attività svolte negli ultimi tre anni. Nel caso di nuove società, quali quelle sorte dagli obblighi di separazione societaria stabiliti dal Decreto Legislativo 23 maggio 2000, No. 164, potranno essere forniti elementi relativi alla struttura societaria precedente o del gruppo societario d'appartenenza,
 - per quanto riguarda le capacità finanziarie deve essere presentata copia dei bilanci degli ultimi tre anni dai quali risulti l'effettiva capacità di condurre l'iniziativa e in particolare di poter finanziare l'approvvigionamento previsto di gas naturale per un

periodo minimo di tre mesi. In caso contrario dovranno essere fornite opportune analoghe garanzie a mezzo di impegni formali assunti da altre società controllanti o collegate con la società richiedente o mediante dichiarazioni di affidabilità da parte di una primaria banca;

- garanzie sulla provenienza del gas (Art. 4):
 - il soggetto richiedente deve fornire una dichiarazione che attesti il Paese dove il gas naturale è stato prodotto, specificando i dati del soggetto produttore e, ove possibile, le relative aree di produzione, nonché produrre una certificazione attestante la qualità del gas da importare,
 - nel caso di acquisto da un intermediario grossista, oltre ai dati del contratto del soggetto richiedente con detto intermediario, deve essere fornita analoga dichiarazione, sottoscritta dal legale rappresentante di quest'ultimo, relativa alla provenienza del gas fornito. Nel caso di più intermediari, la documentazione fornita deve comunque consentire di individuare il soggetto o i soggetti produttori,
 - nel caso di acquisto da un nodo di interscambio (HUB) deve essere fornita la documentazione attestante la formazione media della disponibilità del gas nel nodo di interscambio in funzione delle diverse fonti di approvvigionamento;
- affidabilità dell'approvvigionamento, degli impianti di coltivazione e del sistema di trasporto (Art. 5):
 - il soggetto richiedente deve fornire una dichiarazione del produttore interessato relativa all'impegno e alla garanzia della fornitura per tutto il periodo previsto per la fornitura stessa,
 - nel caso di acquisto da un intermediario grossista deve essere fornita una dichiarazione sottoscritta dal legale rappresentante di quest'ultimo attestante analoghi dati sull'affidabilità nel tempo della fornitura stessa,
 - il soggetto richiedente deve fornire una dichiarazione contenente i dati rilevanti sul contratto o sugli accordi intercorsi con le società di trasporto interessate al di fuori del territorio nazionale, ivi comprese le relative capacità impegnate, e comprovante l'effettiva garanzia di poter accedere al trasporto della quantità di gas in questione per tutto il periodo interessato,
 - il soggetto richiedente deve fornire, in relazione ai contratti di fornitura e trasporto, i dati rilevanti, ivi comprese le informazioni di cui all'Art. 3, Comma 5, Lettere a), b), c) e d), del Decreto 23 maggio 2000, No. 164, nonché specifiche informazioni relative all'esistenza di qualunque tipo di vincolo, contrattuale o di altra natura, relativo alla fornitura o al trasporto del gas, che possa comportare effetti qualitativi o quantitativi sul sistema italiano del gas;
- disponibilità di stoccaggio strategico (Art. 6):
 - il soggetto richiedente deve fornire una dichiarazione contenente i dati rilevanti sul contratto o sugli accordi intercorsi con le società titolari di concessioni di stoccaggio nel territorio nazionale, comprovante l'effettiva garanzia di poter disporre delle capacità di stoccaggio strategico di cui all'Art. 3, Comma 2, Lettera d). Rientrano tra i dati da fornire quelli di cui all'Art. 3, Comma 5, Lettere a), b) e d), del Decreto 23 Maggio 2000, No. 164;

- piani di investimento (Art. 7):
 - al fine di contribuire alla sicurezza del sistema nazionale del gas, con particolare riferimento alla sicurezza degli approvvigionamenti, e in considerazione degli aspetti di interesse pubblico ad essa relativi, tenuto conto di quanto stabilito dall'Art. 3, Comma 2, della Direttiva 98/30/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998, e dall'Art. 28, Comma 2, del Decreto del 23 Maggio 2000, No. 164, il soggetto richiedente deve presentare un piano di investimenti atto a contribuire, anche mediante società controllate o collegate, allo sviluppo o alla sicurezza del sistema nazionale del gas attraverso la realizzazione o il potenziamento di infrastrutture di approvvigionamento tramite gasdotti o terminali di GNL, di trasporto, di distribuzione, nonché di stoccaggio di gas naturale nel territorio nazionale o nella piattaforma continentale italiana,
 - il piano degli investimenti deve riguardare lo stesso arco temporale del periodo di autorizzazione all'importazione e specificare gli interventi ai quali si intende contribuire, i relativi costi e tempi di realizzazione e i soggetti interessati,
 - il piano degli investimenti deve prevedere che in ciascun anno di importazione il valore cumulato del capitale investito, al lordo degli ammortamenti, non sia inferiore al 5% dei ricavi previsti cumulati allo stesso anno, direttamente connessi alla vendita del gas di cui è stata autorizzata l'importazione,
 - l'importatore deve comunicare ogni anno al Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, i dati relativi agli investimenti effettuati,
 - in caso di dimostrata impossibilità, non dipendente da negligenza o imperizia del soggetto importatore, di effettuare gli investimenti programmati secondo i tempi previsti, il Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, può concedere una proroga del piano di investimenti per un periodo commisurato alla durata dell'autorizzazione ad importare, e in ogni caso non superiore a due anni. In caso di superamento dei predetti termini l'autorizzazione all'importazione è revocata,
 - al fine di incentivare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, non sono tenuti ad effettuare alcun piano di investimenti gli importatori che si approvvigionano presso Paesi produttori diversi da quelli dai quali erano in corso importazioni di gas alla data di entrata in vigore del Decreto Legislativo 23 Maggio 2000, No. 164, mentre sono tenuti ad effettuare un piano di investimenti ridotto del 50% rispetto a quanto sopra stabilito gli importatori che si approvvigionano presso Paesi produttori che, alla data del presente decreto, contribuiscono al totale delle importazioni per meno del 15% ciascuno.

L'importazione di gas naturale prodotto all'interno della UE è libera ed è soggetta a semplice comunicazione al Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato.

I contratti Take or Pay, che rappresentano uno dei vincoli economici maggiormente restrittivi previsti dalla precedente legislatura, restano in vigore; tuttavia i limiti antitrust alla vendita ed al-gas immesso in rete importato o prodotto impongono di cedere il gas in eccedenza.

A valere su un fondo alimentato dalle royalties sono quindi previsti incentivi e agevolazioni per:

- l'attività di prospezione geofisica relativa a nuovi giacimenti;

- la coltivazione di giacimenti marginali.

6.5.2.2 Dispacciamento e Trasporto

Il trasporto e il dispacciamento sono definite dal DLgs attività di interesse pubblico, quindi libere, ma soggette a determinate disposizioni.

Le imprese che svolgono trasporto e dispacciamento sono tenute ad allacciare alla rete gli utenti che ne facciano richiesta ove il sistema di cui dispongano abbia idonea capacità e purché le opere necessarie all'allacciamento siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri tecnico-economici stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Viene creato un codice di rete e l'attività è sottoposta a controllo dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per quanto riguarda l'accesso. Il Ministero dell'Industria (MICA) regola le condizioni di emergenza e la sicurezza.

E' rinviata ad un decreto MICA la definizione della "rete nazionale di gasdotti" in base a criteri tecnici e funzionali.

Le tariffe di trasporto e dispacciamento sono state determinate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sulla base di criteri del MICA.

6.5.2.3 Stoccaggio

L'attività di stoccaggio del gas naturale è svolta sulla base di concessione, di durata non superiore a 20 anni, rilasciata dal MICA. Alla scadenza del periodo di affidamento del servizio le reti e gli impianti rientrano nella piena disponibilità dell'ente affidante.

Le imprese che svolgono attività di distribuzione sono tenute ad allacciare alla rete i clienti che ne facciano richiesta che abbiano sede nell'ambito territoriale al quale si riferisce l'affidamento (criteri tecnico-economici stabiliti dall'AEEG).

Le tariffe di distribuzione sono determinate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sulla base di criteri del MICA.

Sono previsti tre differenti tipi di stoccaggio al fine di:

- ottimizzare la produzione (stoccaggio minerario, destinazione prioritaria);
- bilanciare il mercato (stoccaggio di modulazione a carico dei venditori);
- garantire la sicurezza degli approvvigionamenti (stoccaggio strategico a carico degli importatori).

6.5.2.4 Distribuzione e Vendita

Vengono definite le norme per l'attività di distribuzione e gli obblighi delle imprese del settore e viene disciplinata l'attività di vendita.

L'attività di distribuzione è definita come attività di servizio pubblico. Il D.Lgs. fissa le modalità di affidamento, indirizzo, vigilanza, programmazione e controllo che dovranno essere attuate dagli enti locali nei confronti del gestore del servizio, anche nella fase di transizione verso il nuovo sistema di distribuzione.

Per “distribuzione” si intende il trasporto (e dispacciamento) di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti .

Il servizio è affidato esclusivamente mediante gara per periodi non superiori a 12 anni (a regime). Alla scadenza del periodo di affidamento del servizio le reti e gli impianti rientrano nella piena disponibilità dell’ente affidante.

Le imprese che svolgono attività di distribuzione sono tenute ad allacciare alla rete i clienti che ne facciano richiesta che abbiano sede nell’ambito territoriale al quale si riferisce l’affidamento purché esista la capacità de sistema e le opere necessarie all’allacciamento siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri stabiliti dall’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas.

Le tariffe di distribuzione sono determinate dall’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas sulla base di criteri del MICA.

Nell’ambito della disciplina dell’attività di vendita il problema principale è quello della definizione dei clienti idonei. Il Decreto amplia, rispetto alla versione precedente, la possibilità di accedere al mercato: vengono infatti riconosciuti clienti idonei (ovvero in grado di stipulare contratti di acquisto di gas naturale con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, sia in Italia, sia all’estero) anche i consorzi con consumi pari almeno a 200,000 m³ all’anno e i cui singoli componenti consumino almeno 50,000 m³.

In particolare, dalla data di entrata in vigore del Decreto, sono dichiarati clienti idonei:

- tutti i distributori;
- clienti finali che consumano più di 200,000 m³;
- consorzi e società contabili con consumi pari almeno a 200,000 m³ l’anno e i cui singoli componenti consumino almeno 50,000 m³;
- le imprese che acquistano gas per la produzione di energia elettrica e per la cogenerazione di energia elettrica e calore.

Dal 1° Gennaio 2003 tutti i clienti sono considerati idonei.

6.5.2.5 Accesso al Sistema

Le imprese di gas hanno l’obbligo di permettere l’accesso al sistema a coloro che ne facciano richiesta nel rispetto delle condizioni tecniche di accesso e di interconnessione.

Vengono disciplinati i casi di rifiuto di accesso per mancanza di capacità, per obblighi di servizio pubblico o per gravi difficoltà economiche dovute a contratti “Take or Pay” e le procedure di verifica in caso di rifiuto di accesso per mancanza di capacità, di connessione o per obblighi di servizio pubblico.

Vengono infine definite le norme per garantire l’interconnessione e l’interoperabilità del sistema gas. E’ prevista l’emanazione, entro sei mesi, delle norme tecniche sui requisiti minimi di progettazione, costruzione ed esercizio delle opere e impianti del sistema di trasporto, distribuzione e stoccaggio.

6.5.2.6 Organizzazione del Settore

Vengono definiti dal D.Lgs. i compiti del Ministero dell'Industria, fatti salvi i poteri dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e quelli dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Vengono definiti inoltre i compiti del MICA e i criteri per il rilascio delle autorizzazioni e concessioni da parte di Enti competenti; quindi si procede alla dichiarazione della pubblica utilità delle infrastrutture del sistema gas.

Riguardo alla Dichiarazione di Pubblica Utilità (Art. 30), il D.Lgs. **prevede che le opere necessarie per l'importazione, il trasporto, lo stoccaggio, per i gasdotti di distribuzione e per i terminali di GNL, compresi gli impianti di rigassificazione, siano dichiarate di pubblica utilità nonché urgenti e indifferibili.**

E' estesa a tutti i soggetti la possibilità di ottenere la dichiarazione di pubblica utilità delle infrastrutture del sistema gas. La facoltà della dichiarazione è del MICA, salvo per la distribuzione, che è di competenza regionale.

6.5.2.7 Condizioni di Reciprocità

Le imprese del gas aventi sede in Italia hanno diritto di accedere ai sistemi del gas e di concludere contratti di fornitura del gas con i clienti dichiarati idonei negli altri Paesi membri dell'UE, ove tale tipologia di clienti sia stata dichiarata idonea in Italia.

Le imprese del gas aventi sede in altri Paesi membri dell'UE e le imprese aventi sede in Italia ma controllate direttamente o indirettamente da imprese aventi sede in altri Paesi membri dell'UE hanno diritto di concludere contratti di vendita con clienti dichiarati idonei in Italia solo nel caso in cui la stessa tipologia di cliente sia stata dichiarata idonea nel Paese ove tali imprese, o le eventuali imprese che le controllano, hanno sede.

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas è l'autorità competente per risolvere in sede amministrativa le controversie, anche transfrontaliere, relative all'accesso al sistema del gas naturale. Il DLgs, recependo la direttiva comunitaria sul gas naturale 98/30/CE, pone le basi per la liberalizzazione del mercato italiano del gas.

6.5.2.8 Sintesi degli Impatti della Norma sul Mercato del Gas

Le nuove norme definiscono la creazione di un mercato competitivo per il gas naturale come condizione essenziale per il completamento del mercato unico dell'energia. Un'effettiva liberalizzazione del mercato del gas naturale attraverso l'aumento del numero degli operatori concorrenti porta i seguenti vantaggi:

- miglioramento nella qualità del servizio;
- miglioramento nella efficienza interna;
- maggiore diversificazione delle fonti di approvvigionamento di gas naturale;
- diminuzione dei prezzi del combustibile e conseguente diminuzione del costo dell'energia elettrica con evidenti benefici per i consumatori finali di gas e di energia elettrica.

Il processo di graduale apertura dei mercati del gas e di incremento del livello di competitività, avviato in tutti i principali paesi europei ed ormai interamente completato in UK, renderà più trasparente e non discriminatorio l'approvvigionamento, il trasporto, la

distribuzione e la vendita di gas naturale con evidenti aspetti positivi per i consumatori finali e per la realizzazione di un'effettiva concorrenza nel settore elettrico.

Gli aspetti sopra menzionati sono assolutamente in coerenza con la realizzazione del metanodotto di collegamento far l'Algeria e l'Italia.

6.5.3 Direttiva 2003/54/CE

Il 26 Giugno del 2003 il Parlamento ed il Consiglio Europeo hanno adottato la Direttiva Comunitaria 2003/54 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, abrogando la precedente Direttiva 96/92. Il termine ultimo per il recepimento della Direttiva da parte degli stati membri era stato fissato per il 1 Luglio 2004.

Principio cardine della Direttiva è il perseguimento della liberalizzazione dei mercati interni dell'energia elettrica al fine di poter ottenere un sistema concorrenziale nel rispetto della sostenibilità ambientale. Gli Stati membri adottano misure adeguate per tutelare i clienti finali: particolare risalto si riserva ai diritti dei clienti civili, tutelati mediante contratti trasparenti, informazioni chiare sui prezzi e molteplicità di condizioni di pagamento.

Si richiede che gli Stati membri adottino opportune procedure per il rilascio delle autorizzazioni per la costruzione di nuovi impianti basate su criteri quali la protezione della salute e dell'ambiente, l'efficienza energetica e la natura delle fonti primarie.

È prevista la designazione di gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione vincolati alla necessità di essere giuridicamente indipendenti nel caso d'impresе verticalmente integrate, ma con la possibilità di dare vita ad un sistema combinato.

La Direttiva prevede la graduale apertura del mercato secondo prestabilite fasi temporali. A partire dal 2007 anche i clienti civili verranno considerati clienti idonei ovvero liberi di scegliere il fornitore di energia elettrica. È infine prevista l'istituzione, da parte di ogni Stato membro di un'apposita autorità di regolamentazione con il compito di vigilare sull'effettiva concorrenza e sull'efficace funzionamento del mercato.

6.5.4 Direttiva 2003/55/CE

Il 26 Giugno del 2003 il Parlamento ed il Consiglio Europeo hanno adottato la Direttiva Comunitaria 2003/55 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, che abroga la precedente Direttiva 98/30. Il termine ultimo per il recepimento della Direttiva è stato fissato per il 1 Luglio 2004.

La Direttiva individua come obiettivo primario l'istituzione di un mercato interno del gas naturale basato sulla libera concorrenza e sulla sostenibilità ambientale. La Direttiva presenta un'articolazione in sette capitoli in cui vengono stabilite le norme comuni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio del gas naturale:

- Capitolo I – ambito d'applicazione e definizioni;
- Capitolo II – norme generali per l'organizzazione del settore;
- Capitolo III – trasporto, stoccaggio e LNG;
- Capitolo IV – fornitura e distribuzione;
- Capitolo V – separazione e trasparenza;
- Capitolo VI – accesso al sistema;

- Capitolo VII – disposizioni finali.

Nelle norme generali per l'organizzazione del settore viene chiarito che è facoltà degli stati membri, nell'interesse economico generale, imporre alle imprese di gas naturale obblighi di servizio pubblico per quanto riguarda la sicurezza, compresa la sicurezza di approvvigionamento, la regolarità, la qualità e il prezzo delle forniture nonché la protezione dell'ambiente. Per quanto riguarda le autorizzazioni per la costruzione o la gestione di impianti di gas naturale, gli Stati membri devono stabilire criteri obiettivi e non discriminatori cui deve attenersi un'impresa; possono essere rifiutate ulteriori autorizzazioni per la costruzione e la gestione di gasdotti di distribuzione in una determinata zona, se in tale zona sono stati costruiti tali sistemi di gasdotti, o se ne proponga la costruzione, e qualora la capacità esistente o proposta non sia saturata.

Nel capitolo relativo a trasporto e stoccaggio di LNG, la direttiva stabilisce che gli Stati membri designino o impongano che le imprese che effettuano operazioni di trasporto e stoccaggio designino uno o più gestori del sistema. Il gestore non deve operare discriminazioni tra gli utenti e che devono fornire a qualsiasi altra impresa di trasporto, stoccaggio e distribuzione informazioni sufficienti per garantire che il sistema interconnesso funzioni in modo sicuro ed efficiente. Le imprese possono mantenere il segreto sulle informazioni commercialmente sensibili, salvo diversi obblighi giuridici.

Anche nel capitolo relativo a fornitura e distribuzione, si prevede l'istituzione di uno o più gestori. Sono previsti degli obblighi tra cui quello di non operare discriminazioni tra gli utenti del sistema, viene regolamentata la divulgazione delle informazioni in possesso delle imprese di distribuzione.

Nel capitolo relativo alla separazione e trasparenza della contabilità, viene disciplinata la contabilità delle imprese di gas naturale, che devono mantenere, nella contabilità interna, conti separati per le loro attività di trasporto, distribuzione e stoccaggio di gas naturale.

Nel capitolo relativo all'accesso al sistema vengono quindi elencate alcune tipologie di clienti che devono essere indicati come idonei e viene specificata l'apertura del mercato che deve essere assicurata dalla definizione dei clienti idonei. In particolare si deve garantire la seguente apertura del mercato:

- fino al 1 Luglio 2004, i clienti idonei di cui all'Art. 18 della Direttiva 98/30/CE;
- a partire dal 1 Luglio 2004, al più tardi, tutti i clienti non civili;
- a partire dal 1 Luglio 2007, tutti i clienti.

Sono quindi elencate alcune misure che gli stati membri devono adottare per evitare squilibri nell'apertura dei rispettivi mercati di gas naturale

É prevista infine l'istituzione di uno o più organismi competenti con funzione di autorità di regolamentazione che dovrà assicurare la non discriminazione, l'effettiva concorrenza e l'efficace funzionamento del mercato.

Nel capitolo relativo alle disposizioni finali, infine, sono previste particolari disposizioni nel caso di crisi improvvisa del mercato dell'energia e vengono definiti le circostanze in cui è possibile procedere a deroghe nei confronti delle imprese e degli stati membri.

6.5.5 Legge 3 Agosto 2007, No. 125

Con la Legge 3 Agosto 2007, No. 125 è stato convertito in legge, con modificazioni, il Decreto Legge 18 Giugno 2007, No. 73 recante “*Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia*”.

La Legge prevede, in sintesi, quanto segue:

- A partire dal 1° Luglio:
 - l'attività di distribuzione di energia elettrica per le imprese le cui reti alimentano almeno 100,000 clienti finali é svolta in regime di separazione societaria rispetto all'attività di vendita,
 - i clienti finali domestici hanno diritto di recedere dal preesistente contratto di fornitura di energia elettrica come clienti vincolati, secondo modalità stabilite dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, e di scegliere un fornitore diverso dal proprio distributore;
- Regime di tutela. L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) indicherà condizioni standard di erogazione e prezzi di riferimento nelle forniture di energia elettrica e del gas;
- Regime di garanzia. Garanzia di erogazione del servizio in continuità con la situazione attuale per i clienti domestici e per le piccole e medie imprese che non scelgono un nuovo fornitore sul mercato libero. Queste due tipologie di clienti potranno continuare a beneficiare delle attuali condizioni del servizio e, quindi, delle economie di scala derivanti dall'approvvigionamento tramite Acquirente Unico;
- Servizio di salvaguardia. Agli altri clienti non domestici (imprese con oltre 50 dipendenti che, di fatto, non hanno ancora lasciato il mercato vincolato) che non scelgono un nuovo fornitore di energia elettrica e a chi transitoriamente dovesse rimanere senza fornitore è assicurato il servizio di salvaguardia, a tutela della continuità della fornitura. Il Ministero dello Sviluppo Economico individuerà quanto prima i fornitori attraverso procedure concorsuali;
- Regole di trasparenza per l'avvio del mercato per i clienti domestici. Con l'obbligo di separazione societaria tra attività di vendita ed attività di distribuzione di energia elettrica, con la separazione funzionale tra la gestione delle infrastrutture dei sistemi elettrico e del gas naturale ed il resto delle attività, alla totale apertura del mercato dal lato della domanda corrisponderà una completa apertura dal lato dell'offerta. Ciò favorirà lo sviluppo di una piena concorrenza a beneficio dei consumatori e garantendo la neutralità della gestione delle infrastrutture di rete;
- Informazione trasparente su mix energetico. I fornitori di energia elettrica hanno l'obbligo di informare i propri clienti finali circa il mix di fonti energetiche utilizzato per la produzione dell'energia fornita, e di indicare le fonti informative disponibili sull'impatto ambientale della produzione, secondo modalità operative che saranno definite dal Ministero, su proposta dell'AEEG.

Sono inoltre previsti:

- la promozione della costituzione di associazioni di utenti civili;
- il rimando a un futuro DM per la tutela degli utenti svantaggiati;

- l’emanazione di regolamenti di semplificazione per l’accesso delle pubbliche amministrazioni al finanziamento tramite terzi al fine di favorire il ricorso ai servizi per l’efficienza energetica.

6.6 RIFERIMENTI NORMATIVI NAZIONALI DI INTERESSE PER IL PROGETTO

Ulteriori riferimenti normativi che si ritiene utile menzionare in relazione al presente progetto sono:

- Documento di Programmazione Economica e Finanziaria (DPEF) 2008-2011;
- L. 433/2001 (Legge Obiettivo) e relativa Delibera CIPE 121/2001 che definisce strategico per il paese il potenziamento della Rete Nazionale di Gasdotti;
- L. 273/2002, che fornisce regole per i soggetti che investono in gasdotti, terminali e stoccaggi in sotterraneo di gas naturale;
- L. 239/2004 (Legge Marzano), relativa al riordino del settore energetico;
- D.L. 273/2004 (Direttiva 2003/87/CE “Emission Trading”)
- L. 62/2005 (Comunitaria 2004).

6.6.1 Documento di Programmazione Economica e Finanziaria (DPEF) 2008-2011

Il Documento di Programmazione Economico Finanziaria 2008-2011 (approvato dal Consiglio dei Ministri il 28 Giugno 2007) pone l’accento su un modello di crescita sostenibile sotto il profilo finanziario, sociale e ambientale.

Il governo si impegna a favorire l’uso sostenibile delle biomasse e dei biocombustibili ed a garantire il funzionamento dei meccanismi flessibili (development mechanism e Joint implementation) e del registro dei serbatoi forestali di carbonio.

Dal punto di vista energetico è previsto il rafforzamento delle infrastrutture energetiche, in particolare nel gas naturale, e politiche per conciliare i consumi energetici con la tutela dell’ambiente. In particolare il documento indica che *“la realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL e gasdotti di importazione dall’estero, il potenziamento dei gasdotti esistenti e la rapida attivazione di nuovi stoccaggi di gas in sotterraneo per riserva strategica e per le esigenze di mercato costituiscono condizioni indispensabili per evitare continue e pericolose crisi di fornitura e rispondono ad esigenze di primario interesse nazionale sia nel breve sia nel lungo periodo”*.

6.6.2 Legge No. 433 del 21 Dicembre 2001 (Legge Obiettivo)

La L. No. 443 del 21 Dicembre 2001 (“Legge Obiettivo”) riporta *“Delega al Governo in Materia di Infrastrutture ed Insediamenti Produttivi Strategici ed Altri Interventi per il Rilancio delle Attività Produttive”*.

Per il settore energetico, si definiscono come strategici per il Paese lo sviluppo del settore upstream della ricerca e coltivazione di idrocarburi nonché il potenziamento della Rete Nazionale di Gasdotti e la costruzione di nuovi terminali di GNL, al fine di accrescere la sicurezza nazionale degli approvvigionamenti ed accelerare l’apertura del mercato del gas.

L'individuazione di tali opere strategiche avviene attraverso un programma predisposto dal Ministro delle Infrastrutture e dei Trasporti (d'intesa con i Ministri competenti e le Regioni o Province autonome interessate) che viene inserito, previo parere del CIPE e previa intesa della Conferenza unificata, nel Documento di programmazione economico-finanziaria, con l'indicazione dei relativi stanziamenti.

6.6.3 Legge 12 Dicembre 2002, No. 273 (Misure per Favorire l'Iniziativa Privata e lo Sviluppo della Concorrenza)

La Legge 12 Dicembre 2002, No. 273 “*Misure per favorire l'iniziativa privata e lo sviluppo della concorrenza*” ha fornito disposizioni anche in materia di politica energetica ed in particolare sul “*potenziamento delle infrastrutture internazionali di approvvigionamento di gas naturale*” (Capo II, Art. 27).

Per garantire a mezzo del potenziamento delle infrastrutture internazionali lo sviluppo del sistema del gas naturale, la sicurezza degli approvvigionamenti e la crescita del mercato energetico, tale Legge concede contributi per il potenziamento e la realizzazione di infrastrutture di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio di gas naturale da Paesi esteri, **in particolare per la costruzione del metanodotto dall'Algeria in Italia attraverso la Sardegna**, per la realizzazione di terminali di rigassificazione e per l'avvio degli studi per la realizzazione di un elettrodotto dal Nord Africa all'Italia.

I soggetti che investono nella realizzazione di nuovi gasdotti di importazione di gas naturale, di nuovi terminali di rigassificazione e di nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale hanno diritto di allocare, in regime di accesso di cui alla direttiva 98/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 Giugno 1998, una quota pari all'80 per cento delle nuove capacità realizzate, per un periodo pari a venti anni.

Il finanziamento degli interventi è approvato con delibera del CIPE, su proposta del Ministro delle attività produttive.

La realizzazione del metanodotto di collegamento fra l'Algeria e l'Italia attraverso la Sardegna risulta pienamente in linea con le disposizioni e le linee di sviluppo in campo energetico definiti da tale Legge.

6.6.4 Legge 23 Agosto 2004, No. 239 (Riordino del Sistema Energetico)

La Legge 23 Agosto 2004, No. 239 “*Riordino del Sistema Energetico, nonché Delega al Governo delle Disposizioni Vigenti in Materia di Energia*” è costituita da un articolo unico di 121 commi ed è finalizzata alla riforma ed al complessivo riordino del settore dell'energia.

Le attività del settore energetico sono così disciplinate:

- a) le attività di produzione, importazione, esportazione, stoccaggio non in sotterraneo anche di oli minerali, acquisto e vendita di energia ai clienti idonei, nonché di trasformazione delle materie fonti di energia, sono libere su tutto il territorio nazionale, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria e dalla legislazione vigente;

- **b) le attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale a rete**, nonché la gestione di infrastrutture di approvvigionamento di energia connesse alle attività di trasporto e dispacciamento di energia a rete, **sono di interesse pubblico e sono sottoposte agli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria, dalla legislazione vigente e da apposite convenzioni con le autorità competenti;**
- **c) le attività di distribuzione di energia elettrica e gas naturale a rete**, di esplorazione, coltivazione, stoccaggio sotterraneo di idrocarburi, nonché di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica **sono attribuite in concessione secondo le disposizioni di legge.**

In particolare la Legge, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e leale collaborazione dallo Stato, dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, dalle Regioni e dagli Enti Locali, si propone il raggiungimento degli obiettivi seguenti (Comma 3):

- a) garantire sicurezza, flessibilità e continuità degli approvvigionamenti di energia, in quantità commisurata alle esigenze, diversificando le fonti energetiche primarie, le zone geografiche di provenienza e le modalità di trasporto;
- b) promuovere il funzionamento unitario dei mercati dell'energia, la non discriminazione nell'accesso alle fonti energetiche e alle relative modalità di fruizione e il riequilibrio territoriale in relazione ai contenuti delle lettere da c) a l);
- c) assicurare l'economicità dell'energia offerta ai clienti finali e le condizioni di non discriminazione degli operatori nel territorio nazionale, anche al fine di promuovere la competitività del sistema economico del Paese nel contesto europeo e internazionale;
- d) assicurare lo sviluppo del sistema attraverso una crescente qualificazione dei servizi e delle imprese e una loro diffusione omogenea sul territorio nazionale;
- e) perseguire il miglioramento della sostenibilità ambientale dell'energia, anche in termini di uso razionale delle risorse territoriali, di tutela della salute e di rispetto degli impegni assunti a livello internazionale, in particolare in termini di emissioni di gas ad effetto serra e di incremento dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili assicurando il ricorso equilibrato a ciascuna di esse;
- f) promuovere la valorizzazione delle importazioni per le finalità di sicurezza nazionale e di sviluppo della competitività del sistema economico del Paese;
- g) valorizzare le risorse nazionali di idrocarburi, favorendone la prospezione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente;
- h) accrescere l'efficienza negli usi finali dell'energia;
- i) tutelare gli utenti-consumatori, con particolare riferimento alle famiglie che versano in condizioni economiche disagiate;
- l) favorire e incentivare la ricerca e l'innovazione tecnologica in campo energetico, anche al fine di promuovere l'utilizzazione pulita di combustibili fossili;
- m) salvaguardare le attività produttive con caratteristiche di prelievo costanti e alto fattore di utilizzazione dell'energia elettrica, sensibili al costo dell'energia;
- n) favorire, anche prevedendo opportune incentivazioni, le aggregazioni nel settore energetico delle imprese partecipate dagli enti locali sia tra di loro che con le altre imprese che operano nella gestione dei servizi.

Nel seguito del paragrafo vengono riportati i contenuti dei commi che contengono indicazioni aventi specifico riferimento alle attività di stoccaggio degli idrocarburi:

Comma 4: Lo Stato e le regioni, al fine di assicurare su tutto il territorio nazionale i livelli essenziali delle prestazioni concernenti l'energia nelle sue varie forme e in condizioni di omogeneità sia con riguardo alle modalità di fruizione sia con riguardo ai criteri di formazione delle tariffe e al conseguente impatto sulla formazione dei prezzi, garantiscono:

- d) l'adeguatezza delle attività energetiche strategiche di produzione, trasporto e stoccaggio per assicurare adeguati standard di sicurezza e di qualità del servizio nonché la distribuzione e la disponibilità di energia su tutto il territorio nazionale;

Comma 5: Le regioni e gli enti locali territorialmente interessati dalla localizzazione di nuove infrastrutture energetiche ovvero dal potenziamento o trasformazione di infrastrutture esistenti hanno diritto di stipulare accordi con i soggetti proponenti che individuino misure di compensazione e riequilibrio ambientale, coerenti con gli obiettivi generali di politica energetica nazionale, fatto salvo quanto previsto dall'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, No. 387.

Comma 7: Sono esercitati dallo Stato, anche avvalendosi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, i seguenti compiti e funzioni amministrativi:

- c) la determinazione dei criteri generali tecnico-costruttivi e delle norme tecniche essenziali degli impianti di produzione, trasporto, stoccaggio e distribuzione dell'energia, nonché delle caratteristiche tecniche e merceologiche dell'energia importata, prodotta, distribuita e consumata;

Comma 8: Lo Stato esercita i seguenti compiti e funzioni:

- b) con particolare riguardo al settore del gas naturale, anche avvalendosi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas:
 - 1) l'adozione di indirizzi alle imprese che svolgono attività di trasporto, dispacciamento sulla rete nazionale e rigassificazione di gas naturale e di disposizioni ai fini dell'utilizzo, in caso di necessità, degli stoccaggi strategici nonché la stipula delle relative convenzioni e la fissazione di regole per il dispacciamento in condizioni di emergenza e di obblighi di sicurezza;
 - 3) le determinazioni inerenti lo stoccaggio di gas naturale in giacimento;
 - 5) l'adozione di indirizzi per la salvaguardia della continuità e della sicurezza degli approvvigionamenti, per il funzionamento coordinato del sistema di stoccaggio e per la riduzione della vulnerabilità del sistema nazionale del gas naturale;

Comma 17: I soggetti che investono, direttamente o indirettamente, nella realizzazione di nuove infrastrutture di interconnessione tra le reti nazionali di trasporto di gas degli Stati membri dell'Unione europea e la rete di trasporto italiana, nella realizzazione in Italia di nuovi terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto e di nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale, o in significativi potenziamenti delle capacità delle infrastrutture esistenti sopra citate, tali da permettere lo sviluppo della concorrenza e di nuove fonti di approvvigionamento di gas naturale, possono richiedere, per la capacità di nuova realizzazione, un'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi. L'esenzione è accordata, caso per caso, per un periodo di almeno venti anni e per una quota di almeno l'80 per cento della nuova capacità, dal Ministero delle attività produttive, previo parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. In caso di realizzazione di nuove

infrastrutture di interconnessione, l'esenzione è accordata previa consultazione delle autorità competenti dello Stato membro interessato. Restano fermi le esenzioni accordate prima della data di entrata in vigore della presente legge ai sensi del Decreto Legislativo 23 Maggio 2000, No. 164, e i diritti derivanti dall'articolo 27 della legge 12 Dicembre 2002, No. 273, per le concessioni rilasciate ai sensi delle norme vigenti e per le autorizzazioni rilasciate ai sensi dell'articolo 8 della Legge 24 Novembre 2000, No. 340. Con decreto del Ministro delle attività produttive sono definiti i principi e le modalità per il rilascio delle esenzioni e per l'accesso alla rete nazionale dei gasdotti italiani nei casi di cui al presente comma, nel rispetto di quanto previsto dalle disposizioni comunitarie in materia.

Il progetto di questa nuova infrastruttura per l'approvvigionamento di gas dall'estero è significativo nell'ottica della diversificazione delle fonti energetiche nonché delle zone geografiche di provenienza.

Pertanto, il progetto in esame è **conforme con quanto espresso all'interno della Legge No. 239/2004**, riportata in questo paragrafo.

6.6.5 Decreto Legge 12 Novembre 2004, No. 273 (Direttiva 2003/87/CE "Emission Trading")

La Direttiva 2003/87/CE "Emission Trading" istituisce un sistema di scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità, al fine di promuovere la riduzione di tali emissioni secondo criteri di efficacia dei costi ed efficienza economica.

Il Decreto Legge No. 273 del 12 Novembre 2004 (successivamente convertito in legge con modificazioni dalla Legge 30 Dicembre 2004, No. 316) ha consentito l'immediata applicazione di alcune misure contenute nella Direttiva 2003/87, che non è stata ancora recepita nel nostro ordinamento.

Si riassumono in seguito i punti essenziali della Direttiva:

- il **campo di applicazione della Direttiva** è esteso alle attività ed i gas elencati nell'Allegato I della Direttiva; in particolare alle emissioni di anidride carbonica provenienti da attività di combustione energetica, produzione e trasformazione dei metalli ferrosi, lavorazione prodotti minerali, produzione di pasta per carta e cartoni;
- la **direttiva prevede un duplice obbligo** per gli impianti da essa regolati: la necessità per operare di possedere un permesso all'emissione in atmosfera di gas serra; l'obbligo di rendere alla fine dell'anno un numero di quote (o diritti) d'emissione pari alle emissioni di gas serra rilasciate durante l'anno;
- il **permesso all'emissione di gas serra** viene rilasciato dalle autorità competenti previa verifica da parte delle stesse della capacità dell'operatore dell'impianto di monitorare nel tempo le proprie emissioni di gas serra;
- le **quote di emissioni** vengono rilasciate dalle autorità competenti all'operatore di ciascun impianto regolato dalla Direttiva sulla base di un piano di allocazione nazionale. Ogni quota dà diritto al rilascio di una tonnellata di biossido di carbonio equivalente;
- il **piano di allocazione nazionale** viene redatto in conformità ai criteri previsti dall'Allegato III della direttiva stessa; questi ultimi includono coerenza con gli obiettivi di riduzione nazionale, con le previsioni di crescita delle emissioni, con il potenziale di abbattimento e con i principi di tutela della concorrenza. Il piano di allocazione prevede l'assegnazione di quote a livello d'impianto per periodi di tempo predeterminati;

- una volta rilasciate, **le quote possono essere vendute o acquistate**. Tali transazioni possono vedere la partecipazione sia degli operatori degli impianti coperti dalla direttiva, sia di soggetti terzi. Il trasferimento di quote viene registrato nell'ambito di un registro nazionale;
- la **resa delle quote di emissione** è effettuata annualmente dagli operatori degli impianti in numero pari alle emissioni reali degli impianti stessi;
- le emissioni reali utilizzate nell'ambito della resa delle quote da parte degli operatori sono il risultato del monitoraggio effettuato dall'operatore stesso e certificato da un soggetto terzo accreditato dalle autorità competenti;
- la **mancata resa** di una quota d'emissione prevede una sanzione pecuniaria di 40 Euro nel periodo 2005-2007 e di 100 Euro nei periodi successivi. Le emissioni oggetto di sanzione non sono esonerate dall'obbligo di resa di quote.

6.6.6 Legge 18 Aprile 2005, No. 62

L'art. 16 della L. 62/05 prevede che al fine di completare il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale, il Governo è delegato ad adottare decreti legislativi per dare attuazione alla Direttiva 2003/55/CE del 26 Giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE, e per **integrare e aggiornare conseguentemente le disposizioni vigenti concernenti tutte le componenti rilevanti del sistema del gas naturale, nel rispetto dei seguenti principi e criteri direttivi:**

- accrescere la sicurezza degli approvvigionamenti, promuovendo la realizzazione di nuove infrastrutture di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio di gas naturale in sotterraneo, il potenziamento di quelle esistenti, anche mediante la semplificazione dei procedimenti autorizzativi e la diversificazione delle fonti di approvvigionamento;
- stabilire norme affinché il mercato nazionale del gas risulti sempre più integrato nel mercato interno europeo del gas naturale, promuovendo la formazione di un'offerta concorrenziale e l'adozione di regole comuni per l'accesso al sistema del gas europeo e garantendo effettive condizioni di reciprocità nel settore con le imprese degli altri Stati membri dell'Unione europea, soprattutto se in posizione dominante nei rispettivi mercati nazionali, anche individuando obiettivi e non discriminatorie procedure per il rilascio di autorizzazioni o concessioni, ove previsto dalle norme vigenti;
- prevedere lo sviluppo delle capacità di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo necessarie per il funzionamento del sistema nazionale del gas, in relazione allo sviluppo della domanda e all'integrazione dei sistemi europei del gas naturale, definendo le componenti dello stoccaggio relative alla prestazione dei servizi essenziali al sistema e quelle funzionali al mercato;
- integrare le disposizioni vigenti in materia di accesso al sistema nazionale del gas naturale relativamente alle nuove importanti infrastrutture e all'aumento significativo della capacità di quelle esistenti e alle loro modifiche che consentano lo sviluppo di nuove fonti di approvvigionamento, per assicurarne la conformità alla disciplina comunitaria;

- promuovere una effettiva concorrenza, anche rafforzando le misure relative alla separazione societaria, organizzativa e decisionale tra le imprese operanti nelle attività di trasporto, distribuzione e stoccaggio e le imprese operanti nelle attività di produzione, approvvigionamento, misura e commercializzazione, promuovendo la gestione delle reti di trasporto del gas naturale da parte di imprese indipendenti;
- incentivare le operazioni di aggregazione territoriale delle attività di distribuzione del gas, a vantaggio della riduzione dei costi di distribuzione, in base a criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori, prevedendo meccanismi che tengano conto degli investimenti effettuati e incentivi, anche di natura fiscale, per la rivalutazione delle attività delle imprese concessionarie, anche a favore dell'efficienza complessiva del sistema;
- stabilire misure per lo sviluppo di strumenti multilaterali di scambio di capacità e di volumi di gas, al fine di accrescere gli scambi e la liquidità del mercato nazionale, avviando ad operatività, con l'apporto dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, la borsa nazionale del gas, anche considerando i risultati della prima esperienza di funzionamento del punto virtuale di scambio;
- rafforzare le funzioni del MAP in materia di indirizzo e valutazione degli investimenti in nuove infrastrutture di approvvigionamento affinché gli stessi siano commisurati alle previsioni di sviluppo della domanda interna di gas nonché in materia di sicurezza degli approvvigionamenti, prevedendo strumenti per migliorare la sicurezza del sistema nazionale del gas, l'economicità delle forniture, anche promuovendo le attività di esplorazione e di sfruttamento di risorse nazionali e la costruzione di nuove interconnessioni con altri Paesi e mercati.

L'Art. 17 prevede che al fine di garantire un adeguato livello di sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale, il Governo è delegato ad adottare uno o più decreti legislativi per dare attuazione alla direttiva 2004/67/CE del Consiglio, del 26 Aprile 2004, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale, nel rispetto dei seguenti principi e criteri direttivi:

- stabilire norme per la sicurezza degli approvvigionamenti trasparenti e non discriminatorie cui devono conformarsi i soggetti operanti nel sistema nazionale del gas, specificandone i ruoli e le responsabilità;
- stabilire misure atte ad assicurare un adeguato livello di sicurezza per i clienti civili nelle eventualità di una parziale interruzione degli approvvigionamenti o di avversità climatiche o di altri eventi eccezionali, nonché la sicurezza del sistema elettrico nazionale nelle stesse circostanze;
- stabilire gli obiettivi minimi indicativi in relazione al contributo alla sicurezza degli approvvigionamenti che deve essere fornito dal sistema nazionale degli stoccaggi di gas naturale in sotterraneo;
- definire strumenti ed accordi con altri Stati membri per l'utilizzo condiviso, qualora le condizioni tecniche, geologiche e infrastrutturali lo consentano, di stoccaggi di gas naturale in sotterraneo tra più Stati;
- stabilire procedure per la redazione e l'aggiornamento dei piani di emergenza nazionali per il sistema del gas naturale, per il loro coordinamento a livello di Unione Europea e per la gestione di emergenze dei sistemi nazionali del gas naturale di uno o più Stati membri;

- prevedere che il MAP predisponga ogni tre anni il programma pluriennale per la sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e che tale programma venga presentato al Parlamento prevedendo strumenti per migliorare la sicurezza del sistema nazionale del gas e misure per lo sviluppo delle capacità di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo.

La realizzazione di una nuova infrastruttura di approvvigionamento del gas naturale rappresenta una fondamentale valenza strategica, in linea con i principi e le linee di sviluppo del settore definiti dal governo con tale legge.

6.7 POLITICA ENERGETICA REGIONALE

Per quanto riguarda la Sardegna la caratteristica principale del sistema energetico di tale regione è rappresentata dal suo completo “isolamento”. Infatti, nel quadro dell’ampio tessuto delle reti Europee dell’energia la Sardegna fino ad oggi è “un’isola energetica”. Questo elemento rappresenta un significativo limite allo sviluppo sociale ed economico, il cui superamento rappresenta il cardine della politica energetica regionale definita dal Piano Energetico Ambientale Regionale, attualmente adottato ed in fase di approvazione (Paragrafo 6.7.1).

L’unione Europea con le Decisioni del Consiglio e del Parlamento propone un’azione strategica di potenziamento delle Reti Trans-europee dell’Energia (RTE-E, modifica della D. No. 1254/96/CE) anche con lo scopo di rompere l’isolamento delle regioni periferiche ed insulari.

In riferimento a questa strategia l’Unione Europea (con decisione No. 1229/2003/CE del 26 Giugno 2003, pubblica sulla GUCE del 15 Luglio 2003) stabilisce un insieme di orientamenti relativi alle reti transeuropee nel settore dell’energia e abroga la decisione No. 1254/96/CE. In Allegato III alla decisione No. 1229/2003/CE che “*stabilisce un insieme di orientamenti relativi alle reti transeuropee nel settore dell’energia e che abroga la decisione n. 1254/96/CE*”, sono individuati i progetti d’interesse comune tra cui due importanti progetti per la connessione con le reti elettriche e del gas:

- cavo sottomarino di grande potenza tra la Sardegna e l’Italia continentale. Tale progetto è stato anche inserito nella Deliberazione CIPE relativa alla “Legge Obiettivo” No. 443/2001;
- gasdotto Algeria-Sardegna-Italia. Il progetto è stato anche inserito nella Legge No. 273 del 12 Dicembre 2002 (si veda Paragrafo 8.2).

La metanizzazione della Sardegna, basata sul progetto del gasdotto dall’Algeria, prevede una serie di azioni per lo sviluppo della rete gas analizzate al Paragrafo 6.7.2.

Per quanto riguarda la Toscana al Paragrafo 6.7.3 si riporta una sintesi del proprio Piano di Indirizzo Energetico Regionale (PIER), recentemente approvato (Marzo 2008), che assegna al Progetto Galsi un ruolo importante nella politica energetica regionale.

6.7.1 Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) della Sardegna

Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), predisposto dal Dipartimento d’Ingegneria del Territorio dell’Università di Cagliari, è stato adottato con Deliberazione

della Giunta Regionale No. 34/13 del 2 Agosto 2006. Attualmente il Piano è in fase di approvazione, prima della quale deve comunque concludere positivamente la VAS (valutazione ambientale strategica).

Con la stessa D.G.R. No. 34/13 del 2 Agosto 2006 la Giunta regionale, ha preso infatti anche atto della procedura avviata dagli Assessorati dell'Industria e della Difesa dell'Ambiente per la valutazione ambientale strategica del Piano, approvando le relative linee guida predisposte.

I principali obiettivi del PEAR sono sintetizzati nel seguito (Regione Autonoma della Sardegna, 2006a):

- Stabilità e sicurezza della rete. Uno degli obiettivi strategici che con il PEARS si intende perseguire è relativo al rafforzamento delle infrastrutture energetiche della Sardegna. L'azione del Governo Regionale intende agevolare, per quanto di sua competenza, una interconnessione strutturale più solida della Sardegna con le Reti Transeuropee dell'Energia, mediante la **realizzazione del cavo elettrico sottomarino di grande potenza Sardegna - Italia (di seguito SAPEI) e il metanodotto sottomarino dall'Algeria;**
- Il Sistema Energetico funzionale all'apparato produttivo. La struttura produttiva di base esistente in Sardegna deve essere preservata e migliorata sia per le implicazioni ambientali sia per le prospettive dei posti di lavoro; pertanto il Sistema Energetico Regionale deve essere proporzionato in modo da fornire al sistema industriale esistente l'energia a costi adeguati a conseguire la competitività internazionale, tenendo conto che i fabbisogni energetici nei diversi settori variano in funzione del mercato e delle tendenze di crescita dei diversi settori;
- La tutela ambientale. La Regione, in armonia con il contesto dell'Europa e dell'Italia, ritiene di particolare importanza la tutela ambientale, territoriale e paesaggistica della Sardegna, pertanto gli interventi e le azioni del Sistema Energetico Regionale devono essere concepite in modo da minimizzare l'alterazione ambientale. In coerenza con questa impostazione tutti gli impianti di conversione di energia, inclusi gli impianti di captazione di energia eolica, fotovoltaica e solare aventi estensione considerevole per la produzione di potenza elettrica a scala industriale, devono essere localizzati in siti compromessi preferibilmente in aree industriali esistenti e comunque in coerenza con il Piano Paesaggistico Regionale (PPR). Riguardo alla tutela ambientale si ricorda che l'Italia, avendo aderito al protocollo di Kyoto, deve diminuire del 6.5% rispetto al valore del 1990 le emissioni di anidride carbonica entro il 2010. E' evidente che ogni Regione deve dare il suo contributo, ma non è stata stabilita dallo Stato una ripartizione di questi oneri di riduzione delle emissioni di CO₂ tra le Regioni. Anche per questo motivo è **di importanza strategica per la Sardegna l'arrivo del metano che produce emissioni intrinsecamente minori;**

- Le strutture delle reti dell'Energia. Il Sistema Energetico Regionale della Sardegna è quasi isolato dal punto di vista strutturale: allo stato attuale, infatti, esiste il cavo sottomarino Sardegna Corsica Italia (di seguito SACOI) che è una infrastruttura obsoleta di limitata potenza; per il prossimo futuro è invece previsto il collegamento mediante un nuovo cavo in c.c. da 500 MW per il 2008 ed un ulteriore cavo da 500 MW per il 2009 che collega la Sardegna e la Penisola Italiana (di seguito SAPEI); inoltre entra in funzione nel 2006 un cavo in corrente alternata da 50 MW che collega la Sardegna con la Corsica denominato SARCO, secondo il nuovo programma del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale Terna S.p.A.. (...) Il Sistema Energetico Regionale è anche costituito dalla rete di distribuzione del gas combustibile che è in fase avanzata di costruzione nella maggior parte dei capoluoghi. **Inoltre è previsto il metanodotto dall'Algeria alla Sardegna ed alla Penisola italiana il cui completamento è atteso per il 2009. Nella progettazione e realizzazione della dorsale del metanodotto che attraverserà la Sardegna si terrà conto delle diramazioni sia per i bacini delle aree urbane, che per le aree industriali al servizio delle future centrali termoelettriche a metano;**
- La diversificazione delle fonti energetiche. La necessità di assicurare un approvvigionamento energetico efficiente richiede di diversificare le fonti energetiche. Il PEARS individua un equilibrato mix di fonti che tenga conto delle esigenze del consumo, delle compatibilità ambientali e dello sviluppo di nuove fonti e nuove tecnologie. In tal senso risulta strategico investire nelle fonti rinnovabili per un approvvigionamento sicuro, un ambiente migliore e una maggiore efficienza e competitività in settori ad alta innovazione.

Con riferimento al gas naturale, in base allo sviluppo dei programmi regionali, **Il Piano prevedeva che il gasdotto, oggetto del presente studio, fosse realizzato entro il 2009.** Si pone, pertanto, il problema di utilizzare il gas naturale in Sardegna soltanto per il settore civile e per le piccole medie industrie oppure anche per la produzione di energia elettrica in modo efficiente con le centrali tipo NGCC (Natural Gas Combined Cycle). Per dare maggiore sicurezza all'approvvigionamento, anche nel caso di crisi internazionali, nel Piano viene anche valutata la realizzazione di un impianto ad accumulo di metano liquido con rigassificazione in collegamento con il gasdotto.

Nel PEAR si propone la riconversione di alcune centrali esistenti con l'utilizzo di gas naturale con la tecnologia del "ciclo combinato gas-vapore" (NGCC) che consente oggi di ottenere rendimenti elettrici dell'ordine di 60% e di ridurre le emissioni specifiche locali di CO₂ (kgCO₂/kWh) a circa un terzo rispetto alle emissioni delle centrali a carbone. La tecnologia di costruzione che si propone è quella della conversione a ciclo combinato (NGCC) di centrali esistenti del tipo a ciclo di vapor d'acqua, metodologia di riconversione e tecnologia già ampiamente collaudata nel mondo ed in Italia; tuttavia, se il produttore termoelettrico riterrà più conveniente costruire una centrale NGCC ex novo, il risultato per il PEARS non cambia.

Nel PEAR ritiene comunque necessario evitare di utilizzare il metano sulle centrali tradizionali a basso rendimento, sarebbe spreco e non produrrebbe la desiderata riduzione delle emissioni di CO₂, inoltre ne risulterebbe un costo del kWh elevato. Pertanto si ipotizza, che dopo l'arrivo del metano, si possano avere per riconversione due centrali, una da 400 MW a Fiumesanto e una a Ottana; successivamente, altre centrali esistenti, alimentate oggi a carbone o a olio, potranno essere riconvertite a gas in rapporto anche alla evoluzione dei prezzi.

Da questo quadro emerge come la connessione della Sardegna con le reti energetiche nazionali ed internazionali, connessione che si realizzerà per mezzo di:

- costruzione del cavo elettrico da 500 MW “Sardegna – Italia”;
- realizzazione del gasdotto “Algeria – Sardegna – Italia”, oggetto del presente studio;

abbia un ruolo fondamentale per il rilancio e l’adeguamento del sistema energetico sardo, dal quale è dipendente la possibilità di un accrescimento economico e di un miglioramento della tutela ambientale.

In sintesi, il presente progetto relativo al gasdotto Algeria – Sardegna – Italia rappresenta, secondo il Piano Energetico Ambientale Regionale, uno degli elementi preponderanti su cui è basata la politica energetica regionale.

6.7.2 Metanizzazione della Sardegna

Nel presente paragrafo viene illustrata la situazione delle reti di distribuzione del gas e il programma di metanizzazione. Le informazioni presentate sono tratte dal Progetto di Programma Energetico della Sardegna, Capitolo IV “Struttura del Sistema del Gas Combustibile” e dal documento “*Studio per la definizione del Piano Energetico Ambientale Regionale*”, Capitolo I “*Metodi e Criteri per la Pianificazione Energetica - Quadro Normativo di Riferimento*”.

Il 21 Aprile 1999 è stato firmato l’ “*Accordo Istituzionale di Programma tra il Governo della Repubblica e la Regione Autonoma della Sardegna-Accordo di Programma Quadro per la Metanizzazione*” (APQ) (GU No. 127 del 2 Giugno 1999). L’accordo è finalizzato all’esame delle alternative tecniche possibili e progettazione del sistema economicamente più efficace per l’adduzione di metano nell’isola e, eventualmente, il trasporto di metano dalla Sardegna al Continente, fino al lancio di una gara internazionale per la realizzazione del progetto usando la tecnica del “project financing” integrato con risorse pubbliche e alla progettazione e realizzazione di nuove reti di distribuzione del gas ed estensioni di quelle esistenti negli agglomerati urbani e nei centri industriali. In attesa che si realizzi il sistema di approvvigionamento del gas metano, le reti saranno provvisoriamente alimentate con una miscela di aria e propano. La realizzazione, l’espansione e l’integrazione delle reti di distribuzione di gas devono formare oggetto di accordi da stipularsi fra la Regione ed i comuni interessati o consorzi di comuni; la stessa Regione stipula gli accordi in base ad un piano generale di progettazione del sistema.

La Deliberazione 37/73 del 19 Novembre 2002 mette in evidenza alcuni fatti salienti che richiedono una modifica dell’Accordo di Programma Quadro per la metanizzazione. Nella deliberazione, che propone che l’APQ venga rinominato “*Accordo per la Diffusione del Gas in Sardegna*” viene messa in risalto **la realizzazione del gasdotto sottomarino dall’Algeria** previsto nel quadro del “*Protocollo per il Partenariato Economico Italo-Algerino*”, firmato ad Algeri il 3 Giugno 2002.

Questa intesa comporta la predisposizione di un piano di metanizzazione dell’isola che preveda il percorso del metanodotto, i bacini di utenza del metano, le relative infrastrutture, i bacini di utenza del gas propano. Per quanto riguarda l’elaborazione del Piano viene stipulata la convenzione di affidamento dell’incarico con la società G&Fint Srl (Deliberazione del 29 Agosto 2002 29/30) che nel 1999 ha elaborato per l’allora Ministro del

Tesoro, Bilancio e Programmazione Economica lo studio di prefattibilità del “Progetto di Metanizzazione della Sardegna”.

Alla Regione spetterà il compito di progettare e realizzare le reti di distribuzione del gas (mentre alle autorità del governo resta la competenza dei problemi connessi con l’adduzione del metano), per il quale verranno applicate le disposizioni previste dal “Programma di Metanizzazione del Mezzogiorno”.

Nel Dicembre 2002 è stato costituito il Consorzio GALSI tra Sonatrach, Edison Gas Italia, Enel Power Italia, Wintershall Germania, Eos Energia, Sfirs e Progemisa (Sardegna); GALSI ha il compito di progettare e realizzare il gasdotto dall’Algeria alla Penisola italiana passando per la Sardegna. Il Piano Energetico Regionale 2002 prevede l’arrivo del gas naturale in Sardegna nell’anno 2010.

Il 7 Marzo 2005 il Presidente della Regione Sardegna ha firmato a Milano la lettera di intenti per l’acquisto del gas dall’Algeria, dopo la presentazione del Progetto di fattibilità da parte del Consorzio GALSI.

Il 14 Novembre 2007 ad Alghero (SS) è stato firmato l’accordo intergovernativo tra i governi di Italia e Algeria, preceduto dalla firma del MoU (Memorandum of Understanding) con Snam Rete Gas per la costruzione del tratto di tracciato in territorio sardo e dall’intesa Sonatrach e Regione Sardegna.

Tale protocollo è stato siglato dal Ministro dello Sviluppo Economico Pier Luigi Bersani e dal Ministro Algerino dell’Energia Chakib Khelil, a seguito della sessione plenaria del vertice, cui hanno partecipato anche il Presidente del Consiglio Romano Prodi e il capo di Stato algerino Abdel Aziz Bouteflika. Nell’intesa Algeria e Italia hanno preso atto dell’esistenza di contratti di vendita e acquisto di gas naturale a lungo termine per l’intera capacità del gasdotto.

Il metanodotto, operativo al più tardi entro il 2012, collegherà i due paesi attraverso la Sardegna e avrà una capacità iniziale di 8 miliardi di metri cubi l’anno di gas naturale, di cui secondo l’analisi del Piano Energetico Regionale del 2002 (PERS-02) 2 miliardi Nm³ verranno assorbiti dal sistema energetico della Sardegna.

Nell’attesa la Sardegna deve dotarsi della rete di distribuzione interna con i finanziamenti dell’ APQ del 1999. Le reti del gas sono in corso di completamento nelle città principali e sono già realizzate in numerosi paesi e cittadine.

La Regione Autonoma della Sardegna con Deliberazione No. 21/20 del 2004 ha adottato le linee d’indirizzo del “*Piano di Metanizzazione per le Reti Urbane e le relative Infrastrutture*” che prevede un programma di costruzione delle reti del gas nelle aree urbane ed industriali ad esclusione della alimentazione delle centrali termoelettriche di grande potenza.

La Deliberazione RAS No. 54/28 del 22 Novembre 2005, detta le direttive, i criteri e le modalità per lo sviluppo della rete di distribuzione del metano ed afferma che la prospettiva del completamento del gasdotto Galsi rende necessario avviare la realizzazione delle reti di bacino in tempi compatibili, per consentire la distribuzione del gas alle utenze non appena arriverà la fornitura del metano. La strategia di sviluppo e penetrazione della metanizzazione nel territorio deve avvenire quindi per interi bacini d’utenza e non per singoli comuni.

La ripartizione dei comuni della Sardegna in 38 bacini d’utenza, già prevista dalla citata Delibera 21/20, è stata sottoposta, nel corso di una fase di concertazione, ai comuni

interessati, per tener conto delle aggregazioni già esistenti tra gli Enti Locali per la gestione in comune di servizi pubblici. Da tali interlocuzioni è scaturita una rimodulazione dei bacini condivisa dai Comuni.

La realizzazione del metanodotto Galsi, oggetto del presente SIA, è quindi condizione necessaria per dare corpo al programma di metanizzazione della Sardegna.

6.7.3 Piano di Indirizzo Energetico Regionale (PIER) della Regione Toscana

Il Piano di Indirizzo Energetico Regionale (PIER) è realizzato in coerenza con la LR 39/2005 “Disposizioni in materia di energia”, che lo prevede all’Art. 5.

Il Piano è stato approvato dalla Giunta Regionale della Toscana con la Proposta di Deliberazione No. 8 del 10 Marzo 2008 ed è attualmente all’esame del Consiglio Regionale.

Il PIER ha il compito di definire le scelte fondamentali della programmazione energetica sulla base degli indirizzi dettati dal Programma Regionale di Sviluppo (PRS), potendo, comunque, essere aggiornato in itinere, anche con riferimento a singole parti, qualora la Giunta Regionale valuti sia necessaria una modifica dei suoi contenuti essenziali.

Il PIER detta indirizzi e procedure per la realizzazione degli interventi in campo energetico. Inoltre, ai sensi dell’art 8 della LR 39/05, enuncia principi per la determinazione dei contenuti degli strumenti di pianificazione territoriale e degli atti di governo del territorio previsti dalla LR 1/05 “Norme per il governo del territorio”.

Il Piano persegue i seguenti obiettivi generali:

- sostenibilità;
- sicurezza;
- efficienza energetica,

ed i seguenti obiettivi specifici:

- ridurre del 20% i gas serra nel 2020;
- obiettivo al 2020: 20% dell’energia prodotta mediante l’impiego di FER ed incremento dell’efficienza energetica;
- sviluppare la ricerca nel settore delle FER;
- diversificare l’approvvigionamento di gas metano;
- riconvertire gli impianti maggiormente inquinanti;
- migliorare il rendimento energetico degli edifici civili e degli impianti;
- partecipazione e tutela dei consumatori.

In relazione all’obiettivo generale della sostenibilità, nel Piano viene evidenziata la necessità, da un punto di vista strategico, di ricercare gli strumenti più adeguati per agire nei confronti di Enel al fine di ottenere la conversione a gas metano delle centrali di Piombino (1,200 MW) e di Livorno (300 MW), per ridurre al massimo l’impiego di oli combustibili nelle centrali termoelettriche in Toscana. In particolare si afferma che: *“Tale conversione, stimolata anche dal possibile utilizzo della consistente fornitura di gas metano che*

interesserà la Toscana a seguito della realizzazione di un rigassificatore e del secondo metanodotto algerino, consentirebbe:

- di assicurare al 2020, sul fronte della produzione di energia elettrica, un mix energetico in grado di soddisfare il fabbisogno regionale, formato da gas metano e da energia prodotta da rinnovabili, con un limitato impiego di combustibili fossili diversi dal gas metano;
- di rafforzare la scelta, peraltro già manifestata, di non prevedere l'impiego di carbone, in Toscana, per la produzione di energia elettrica a larga scala;
- di “puntare” sul gas metano come prodotto di transizione nel medio periodo per “traghetare”, nel lungo periodo, la nostra società dall'era del petrolio a quella delle rinnovabili. Il metano, inoltre, non può soltanto “transitare” dalla Toscana, ma deve anche “rifornire” la Toscana. Se, del resto, da un lato il gas metano è un combustibile fossile, dall'altro ha proprietà che garantiscono maggiore sostenibilità ambientale rispetto al petrolio”.

In relazione all'obiettivo generale della sicurezza, inoltre, il Piano stabilisce che, per una Regione così dipendente dall'importazione di energia, quale è la Toscana, diventa fondamentale operare per assicurare un adeguato e costante approvvigionamento energetico.

L'adeguatezza, in questo caso, non può che realizzarsi attraverso la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, soprattutto per quanto attiene la fornitura di gas metano.

Risulta altresì indispensabile, sempre nel quadro della sicurezza, *“risolvere le prevedibili criticità di esercizio delle reti di distribuzione del gas metano. Poiché si stima che il metanodotto algerino verrà realizzato in un tempo medio-lungo, l'attuale rete del gas metano è in grado di accogliere il metano rigassificato, mentre sarà indispensabile realizzare un adeguamento e potenziamento della rete al fine di accogliere 10 miliardi di metri cubi di metano”*.

Infine, relativamente all'obiettivo specifico di diversificare l'approvvigionamento di gas metano, il Piano riporta quanto segue: *“la scelta della Regione Toscana di favorire il superamento del petrolio a favore delle rinnovabili, ricorrendo, nella fase transitoria, al gas metano per le proprietà ambientalmente compatibili dello stesso, verrà soddisfatta, in termini di programmazione, attraverso un rigassificatore e favorendo l'approdo sulla costa toscana del secondo gasdotto algerino, proveniente dalla Sardegna, operando per assicurare che sia altresì garantita la fornitura di gas metano all'isola d'Elba.*

La realizzazione dei due impianti sopra descritti, che dovrà avvenire in un contesto di assenza di rischi per la salute dei cittadini e di comprovata sostenibilità ambientale, non garantisce, automaticamente, i benefici derivanti dalla diversificazione degli approvvigionamenti. E' perciò necessaria un'azione della Regione rivolta ad assicurare, in primo luogo, una stabilizzazione delle forniture ed una riduzione delle tariffe, a favore delle famiglie e delle imprese della Toscana, (...) e, in secondo luogo, a far sì che il surplus di metano, rispetto al fabbisogno registrato, venga anche impiegato in modo tale da risultare compatibile con le strategie definite dal PIER”.

Da quanto sopra riportato emerge come la realizzazione del gasdotto “Algeria – Sardegna – Italia”, oggetto del presente studio, abbia un ruolo fondamentale all'interno della politica energetica regionale.

7 CONSIDERAZIONI AMBIENTALI CORRELATE ALL'UTILIZZO DI GAS NATURALE

Il gas naturale è costituito prevalentemente da metano (CH₄), da piccole quantità di idrocarburi superiori, azoto molecolare e anidride carbonica, in percentuali diverse a seconda della provenienza. Il gas naturale, da quando viene estratto dal sottosuolo a quando viene trasferito all'utente finale, necessita solo di un minimo trattamento.

L'utilizzo di gas naturale può dare un significativo contributo al miglioramento della qualità dell'aria ambiente in considerazione delle sue caratteristiche chimico-fisiche, per la possibilità di trasporto in reti sotterranee, per le possibilità di impiego in tecnologie ad alta efficienza e basse emissioni, non solo in impianti fissi ma anche come carburante per autotrazione.

Le caratteristiche del combustibile influiscono in maniera rilevante sulle emissioni di inquinanti atmosferici sia per utenze industriali, che per utenze civili:

- le emissioni di composti solforati, polveri, idrocarburi aromatici e metalli prodotti dalla combustione di gas naturale sono trascurabili;
- a parità di energia utilizzata la CO₂ prodotta dalla combustione del gas naturale risulta inferiore rispetto a quella prodotta dagli altri combustibili, come analizzato meglio in seguito;
- la possibilità di utilizzare il gas naturale in applicazioni e tecnologie ad alto rendimento come le caldaie a condensazione, gli impianti a cogenerazione e i cicli combinati per la produzione di energia elettrica consente una significativa riduzione delle emissioni di CO₂ per unità di energia prodotta. Un ciclo combinato (rendimento del 56-58%) rispetto al ciclo a vapore (rendimento di circa il 40%) consente, a parità di potenza prodotta, riduzioni di CO₂ del 50% rispetto ad un impianto tradizionale a olio combustibile e del 60% rispetto ad un impianto alimentato a carbone;
- in un impianto a ciclo combinato la produzione di NO_x è circa il 50% di un impianto a carbone della stessa potenza.

Molti rapporti ambientali e/o energetici prodotti (IEA, 2003) mette in luce la continua e crescente importanza del gas naturale. Il terzo rapporto di valutazione del quadro intergovernativo sui cambiamenti climatici (Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change-IPCC) ha rilevato anche che, almeno fino al 2020, è previsto che il gas naturale giochi un ruolo importante nella riduzione delle emissioni in atmosfera.

Per esempio, considerando semplicemente la quantità di carbonio prodotta per unità di energia, per il gas naturale tale valore risulta essere di 15.3 tC/Tj, mentre per il petrolio di 20.0 tC/Tj e per il carbone si ha un intervallo di 25.8-28.9 tC/Tj, a seconda del tipo di carbone consumato, in base a quanto indicato dalle Linee Guida IPCC (IEA, 2003).

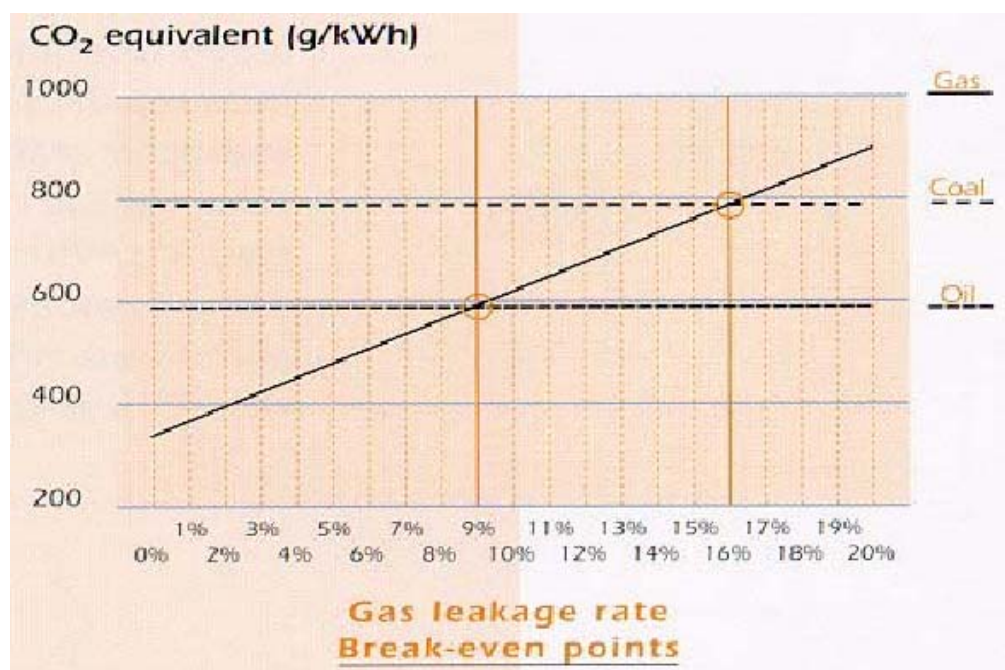
Una valutazione più approfondita delle emissioni di carbonio dai diversi combustibili necessita un'analisi dell'intero ciclo di vita, tramite il confronto di tutte le emissioni dovute non solo al consumo ma anche a tutta la filiera del gas, dalle attività di ricerca e coltivazione fino ai consumatori finali.

Sulla base delle numerose ricerche effettuate relative alle emissioni dell'intera filiera del gas (IEA, 2003) si evidenzia che il gas naturale emette meno inquinanti, a parità di kWh prodotti, di altri comuni combustibili, sia per quanto riguarda la CO₂ (circa la metà del carbone e quasi un terzo rispetto alla lignite) che per quanto riguarda SO₂ NO_x e polveri sottili.

Anche per quanto riguarda le emissioni di gas ad effetto serra l'uso del metano comporta minori emissioni di CO₂: tali emissioni sono costituite dal metano stesso, principalmente immesso in atmosfera per perdite di vario genere dal sistema, e dagli N₂O, rilasciati durante la combustione, generalmente espressi in termini di CO₂ equivalente.

Nella seguente figura sono rappresentate, in funzione delle perdite del sistema (produzione, trasporto, distribuzione e consumo del metano), le emissioni di CO₂ equivalente derivanti dall'uso del metano come combustibile e quelle derivanti dall'uso di carbone e olio combustibile (IEA, 2003).

Figura 7.1: Emissioni di CO₂ equivalenti, Combustibili Fossili



L'esame della figura mostra che l'uso del metano comporta minori emissioni di CO₂ equivalente rispetto agli altri due combustibili presi in considerazione. Considerando perdite complessivamente stimate pari a circa l'1.1% rispetto ai volumi trasportati (IEA, 2003), si hanno infatti circa 380 g/kWh di CO₂ emessa, contro i quasi 600 g/kWh dell'olio combustibile e i quasi 800 g/kWh del carbone.

Per avere, nell'uso del metano, le stesse emissioni di gas serra dovute all'uso dell'olio combustibile (break even point), si dovrebbero avere perdite pari a circa l'9% (ossia 8 volte superiori a quelle stimate). Le perdite dovrebbero essere ancora maggiori nel confronto con il carbone e pari a circa il 16 % (IEA, 2003).

Il gas naturale presenta quindi evidenti vantaggi anche per la riduzione delle emissioni di gas serra. Il Protocollo di Kyoto, che ha siglato l'impegno di ridurre il livello dei gas ad effetto

serra riscontrato nel 1990 dell'8% entro il 2008-2012, richiede una politica di cambiamento climatico per i paesi dell'Unione Europea, con modifiche sostanziali nella struttura del mercato dell'energia.

Il fattore determinante a favore del gas naturale è quindi rappresentato dall'alto grado di accettabilità ambientale che lo distingue da altri combustibili fossili; oltre ai vantaggi in precedenza descritti in termini di riduzione delle emissioni si evidenzia infine che:

- nella fase di produzione del gas naturale gli impatti ambientali sono minori rispetto agli altri combustibili;
- l'utilizzo di stoccaggi sotterranei in giacimenti esauriti e la fornitura diretta all'utente finale con tubazioni interratoe permette di evitare gli impatti ambientali connessi con lo stoccaggio e il trasporto del carbone e dei prodotti petroliferi.

La sostituzione di combustibili fossili con il gas naturale rappresenta pertanto uno degli obiettivi della politica energetica in diversi paesi sia nella produzione di elettricità che negli usi finali, ivi incluso l'impiego come combustibile per veicoli.

Si noti che, secondo le stime Eurogas, ogni punto percentuale aggiuntivo nella quota gas del consumo energetico dell'Unione significherà una riduzione dell'1% delle emissioni totali di CO₂.

8 CONTESTO ENERGETICO DI RIFERIMENTO

L'utilizzo di gas naturale, costituito prevalentemente da metano (CH₄), da piccole quantità di idrocarburi superiori, azoto molecolare e anidride carbonica, può dare un significativo contributo al miglioramento della qualità dell'aria ambiente in considerazione delle sue caratteristiche chimico-fisiche, per la possibilità di trasporto in reti sotterranee, per le possibilità di impiego in tecnologie ad alta efficienza e basse emissioni, non solo in impianti fissi ma anche come carburante per autotrazione.

Il gas naturale presenta evidenti vantaggi anche per la riduzione delle emissioni di gas serra. Il Protocollo di Kyoto richiede una politica di cambiamento climatico per i paesi dell'Unione Europea, con modifiche sostanziali nella struttura del mercato dell'energia.

La sostituzione di combustibili fossili con il gas naturale rappresenta pertanto uno degli obiettivi della politica energetica in diversi paesi sia nella produzione di elettricità sia negli usi finali, ivi incluso l'impiego come combustibile per veicoli. Si noti che, secondo le stime Eurogas, ogni punto percentuale aggiuntivo nella quota gas del consumo energetico dell'Unione significherebbe una riduzione dell'1% delle emissioni totali di CO₂.

In ambito europeo il consumo di gas naturale è in continua crescita e le stime Eurogas indicano, per gli Stati membri UE, la tendenza verso un aumento dell'utilizzo di gas che dovrebbe assestarsi intorno ai 500 Mtep nel 2020 (attualmente il consumo è pari a circa 350 Mtep), con una forte quota di importazione. Secondo Eurogas, al 2010 la massima dipendenza dalle importazioni ipotizzabile per i paesi della UE viene stimata pari al 61% nel 2010 per arrivare al 75% nel 2020.

Anche a livello nazionale si è registrato negli ultimi anni un incremento dei consumi del gas naturale e si prevede un suo ulteriore deciso incremento, previsto tra i più alti in Europa, passando dagli attuali 77 Miliardi di m³ ad oltre 90-100 Miliardi di m³ previsti nel 2010-2015, con una quota di consumi coperta dalle importazioni fino ad oltre il 95% (contro l'attuale 82%). Tale crescita sarà abbinata ad una progressiva riduzione della produzione nazionale alla luce dell'elevata maturità geologica che rende impossibile la scoperta e sfruttamento di nuove riserve che possano reintegrare in modo significativo quelle già sfruttate.

I volumi di gas necessari a fronteggiare l'incremento di domanda, sia a livello nazionale che comunitario, dovranno quindi essere approvvigionati attraverso **un potenziamento delle infrastrutture di importazione**. La crescita del mercato prevista per i prossimi anni e la necessità di ricorrere ad importazioni addizionali richiederanno perciò nuovi investimenti infrastrutturali per il sistema gas Italia e, più in generale, per il sistema UE: nuovi metanodotti, nuovi terminali di rigassificazione, nuovi stoccaggi, ecc.. sono infatti necessari non solo per sostenere i previsti tassi di crescita del mercato, ma anche in funzione della necessità di diversificazione dei mercati di origine del gas al fine di garantire la sicurezza e la stabilità delle forniture.

In tale contesto l'UE ha identificato, nel "Trans-European Energy Network" (TEN-E), le infrastrutture prioritarie da realizzare. **Il progetto GALSI rientra nell'ambito del progetto NG2, che prevede la realizzazione di quattro assi dall'Algeria all'Europa** (si veda la Figura 14). Nell'ambito del progetto GALSI l'interconnessione tra l'Algeria e l'Italia prevede un interessamento diretto della Sardegna: in tal modo sarà possibile provvedere alla metanizzazione dell'isola, ancora isolata dal resto dell'Italia.

Premesso quanto sopra, nel seguito del Capitolo sono quindi riportati:

- la descrizione del mercato europeo del gas naturale e le ipotesi di sviluppo (Paragrafo 8.1);
- la descrizione della rete transeuropea del gas e i progetti prioritari (Paragrafo 8.2);
- una sintesi dell'evoluzione della domanda di gas naturale in Italia (Paragrafo 8.3).

8.1 MERCATO EUROPEO DEL GAS NATURALE, SITUAZIONE ATTUALE E IPOTESI DI SVILUPPO

Nel seguito è proposta la caratterizzazione del mercato europeo del gas naturale con riferimento sia alla situazione attuale che alle prospettive future di sviluppo. L'analisi condotta fa riferimento a:

- comunicato stampa di Eurogas emesso nel mese di Febbraio 2007 ed intitolato "Natural Gas Consumption in EU25 in 2006";
- rapporto annuale Eurogas riferito al periodo 2006-2007 "Annual Report 2006-2007".

8.1.1 Situazione Attuale

Nel 2006 il consumo totale di gas naturale in Europa (Paesi UE) è stato pari a circa 486 BCM, quando nel 2005 era stato raggiunto un consumo pari a circa 492 BCM (Eurogas, 2007a). Alla fine del 2006, il numero totale degli utenti connessi alla rete europea di gas naturale è aumentata del 1.6 % rispetto al 2005, raggiungendo 105.12 milioni di utenti (vantando un incremento di 1.7 milioni di utenti).

In contrasto con l'andamento osservato negli ultimi anni, il consumo di gas naturale in Europa ha registrato un calo dei consumi fra il 2005 e il 2006 pari a 1.1 %. Sebbene i mercati del gas naturale delle differenti nazioni Europee varino anche significativamente, alcune tendenze generali che si riscontrano in Europa possono chiarire questa leggera diminuzione nei consumi.

Nella seguente tabella è brevemente riassunto lo sviluppo del consumo di gas naturale nei paesi dell'Europa negli ultimi (Eurogas, 2007a).

Tabella 8.1: Consumo di Gas Naturale in Europa

| Consumo di Gas Naturale in Europa Fonte: Eurogas (2007) | | | |
|--|--------------------|--------------------|-------------------|
| Nazione ⁽¹⁾ | Anno 2005 [BCM] | Anno 2006 [BCM] | Variazione [%] |
| Austria | 9.3 | 8.7 | - 6.6 |
| Belgio | 17.6 | 17.6 | - 0.2 |
| Repubblica Ceca | 9.3 | 9.0 | - 3.1 |
| Germania | 89.2 | 90.5 | 1.4 |
| Danimarca | 4.5 | 4.6 | 1.9 |
| Spagna | 34.7 | 36.1 | 4.1 |
| Estonia | 0.8 | 0.9 | 10.6 |
| Francia | 48.7 | 47.2 | - 3.1 |
| Finlandia | 4.3 | 4.6 | 8.0 |
| Grecia | 2.8 | 3.2 | 16.7 |
| Ungheria | 14.4 | 13.9 | - 3.6 |

| Consumo di Gas Naturale in Europa | | | |
|--|----------------------------|----------------------------|---------------------------|
| Fonte: Eurogas (2007) | | | |
| Nazione⁽¹⁾ | Anno 2005 [BCM] | Anno 2006 [BCM] | Variazione [%] |
| Italia | 84.3 | 82.5 | - 2.1 |
| Irlanda | 4.0 | 4.6 | 15.0 |
| Lussemburgo | 1.4 | 1.5 | 4.7 |
| Lituania | 2.9 | 2.9 | 0.0 |
| Lettonia | 1.7 | 1.7 | 3.6 |
| Olanda | 42.2 | 41.0 | - 2.8 |
| Portogallo | 4.4 | 4.2 | - 4.0 |
| Polonia | 13.7 | 14.6 | 6.2 |
| Svezia | 1.0 | 1.0 | 4.4 |
| Slovenia | 1.1 | 1.1 | - 3.3 |
| Slovacchia | 6.1 | 5.9 | - 2.4 |
| Regno Unito | 93.4 | 88.7 | - 5.0 |
| Totale Paesi EU25 | 491.8 | 486.2 | - 1.1 |
| Svizzera | 3.3 | 3.2 | - 2.7 |

I valori riportati in tabella evidenziano quanto segue:

- nell'Europa meridionale le miti condizioni atmosferiche hanno provocato una diminuzione dei consumi di gas naturale. Si è assistito a grandi cambiamenti nei mercati europei maggiormente dinamici, dove, ad esclusione della Grecia, tutte le nazioni hanno mostrato dei tassi di crescita negativi. I due mercati principali hanno entrambi registrato un abbassamento significativo nei consumi, con una perdita per l'Italia del 2.1 % sui consumi e per la Francia del 3.1%;
- anche nell'Europa centrale le generali condizioni meteo più miti spiegano il calo nei consumi di gas; l'Austria ha registrato il trend peggiore, con una diminuzione dei consumi pari al 6.6 %;
- si sottolinea il risultato positivo conseguito dalla Germania (+ 1.4 %), derivante dall'attuale buona performance dell'economia tedesca che spiega l'aumento dei consumi del gas naturale per la produzione di energia e la forte crescita del settore industriale;
- il Regno Unito ha diminuito i consumi del 5 %, subendo in particolare l'effetto dell'innalzamento del prezzo del gas che ha portato ad una riduzione dei consumi nella produzione di energia;
- nell'Europa settentrionale, il freddo dei primi mesi del 2006 ha compensato le miti temperature di fine anno, per cui i consumi delle nazioni di tale area hanno goduto di un tasso di crescita positivo.

La produzione interna di gas naturale in Europa (Paesi UE) è diminuita del 4.9 % (194 BCM) ma rimane la maggiore fonte di approvvigionamento coprendo circa il 38 % del totale, il restante quantitativo viene importato e proviene prevalentemente dalla Russia (24%), seguita da Norvegia (17%), Algeria (10%) e altri Paesi (11%).

8.1.2 Prospettive della Domanda di Gas

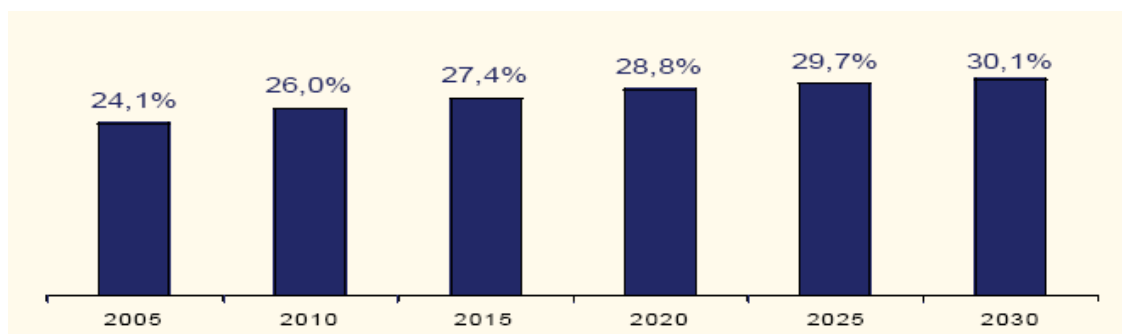
Nella tabella seguente sono riportati i dati relativi ai consumi in termini di energia primaria (Primary Energy Consumption - PEC) per l'anno 2006 (Eurogas, 2007b).

Tabella 8.2: Consumi di Energia Primaria in Europa, Anno 2006

| MTDE | Oil | Solid Fossil Fuels | Natural Gas | Nuclear Electricity | Hydro Electricity | Electricity Net Import | Renewables | Others | Total |
|----------------|---------------|--------------------|---------------|---------------------|-------------------|------------------------|--------------|--------------|----------------|
| AUSTRIA | 14,29 | 3,58 | 7,79 | 0,00 | 2,96 | 0,60 | 4,35 | 0,00 | 33,57 |
| BELGIUM | 21,71 | 5,17 | 14,61 | 12,15 | 0,00 | 0,94 | 1,47 | 0,00 | 56,05 |
| BULGARIA | 4,93 | 6,94 | 2,80 | 4,90 | 0,40 | -0,60 | 0,00 | 0,70 | 20,07 |
| CZECH REPUBLIC | 9,21 | 21,76 | 8,37 | 6,79 | 0,28 | -1,09 | 0,18 | -0,82 | 44,68 |
| DENMARK | 8,26 | 5,54 | 4,56 | 0,00 | 0,00 | -0,60 | 3,07 | 0,21 | 21,05 |
| ESTONIA | 1,13 | 2,93 | 0,74 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,72 | 0,00 | 5,52 |
| FINLAND | 8,62 | 7,33 | 3,84 | 5,73 | 0,99 | 0,98 | 7,14 | 0,71 | 35,33 |
| FRANCE | 91,30 | 12,41 | 39,36 | 117,32 | 5,49 | -5,45 | 12,80 | 0,00 | 273,23 |
| GERMANY | 123,30 | 82,40 | 78,50 | 43,60 | 1,80 | -1,70 | 19,20 | 1,40 | 348,50 |
| GREECE | 17,60 | 9,10 | 2,30 | 0,00 | 1,20 | 0,00 | 0,00 | 0,70 | 30,90 |
| HUNGARY | 7,24 | 3,14 | 11,70 | 3,50 | 0,02 | 0,63 | 1,31 | 0,05 | 27,59 |
| IRELAND | 8,40 | 1,80 | 4,46 | 0,00 | 0,10 | 0,10 | 0,30 | 0,00 | 15,16 |
| ITALY | 84,74 | 17,37 | 69,70 | 0,00 | 3,70 | 9,84 | 10,25 | 0,00 | 195,60 |
| LATVIA | 1,40 | 1,50 | 1,57 | 0,00 | 0,50 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 4,97 |
| LITHUANIA | 2,69 | 0,27 | 2,46 | 2,43 | 0,00 | 0,00 | 0,75 | 0,00 | 8,60 |
| LUXEMBOURG* | 2,92 | 0,11 | 1,37 | 0,00 | 0,01 | 0,31 | 0,03 | 0,04 | 4,79 |
| NETHERLANDS | 29,00 | 8,00 | 34,10 | 0,90 | 0,00 | 1,80 | 0,30 | 2,80 | 76,90 |
| POLAND | 20,04 | 61,27 | 12,29 | 0,00 | 0,20 | -0,94 | 0,00 | 4,84 | 97,70 |
| PORTUGAL | 15,40 | 6,30 | 4,50 | 0,00 | 0,90 | 0,60 | 0,10 | 0,00 | 27,80 |
| ROMANIA | 5,50 | 7,29 | 9,82 | 1,43 | 1,40 | 0,00 | 2,92 | 0,00 | 28,36 |
| SLOVAKIA | 3,55 | 4,20 | 5,93 | 4,62 | 0,39 | -0,28 | 0,45 | 0,32 | 19,18 |
| SLOVENIA | 2,49 | 1,56 | 1,02 | 1,42 | 0,32 | 0,00 | 0,48 | 0,00 | 7,29 |
| SPAIN | 70,90 | 18,10 | 30,00 | 15,70 | 2,20 | -0,30 | 7,70 | 0,00 | 144,30 |
| SWEDEN | 17,30 | 2,40 | 0,90 | 16,70 | 5,30 | 0,50 | 10,10 | 0,50 | 53,70 |
| UNITED KINGDOM | 77,00 | 45,70 | 90,90 | 17,10 | 0,60 | 0,60 | 0,20 | 0,00 | 232,10 |
| EU 27 | 648,92 | 336,17 | 443,58 | 254,29 | 28,76 | 5,94 | 83,33 | 11,44 | 1812,93 |
| SWITZERLAND | 12,92 | 0,15 | 2,71 | 6,84 | 2,80 | 0,23 | 1,01 | 1,19 | 27,86 |
| TURKEY | 31,90 | 22,90 | 28,90 | 0,00 | 3,70 | -0,10 | 6,60 | 0,00 | 93,90 |

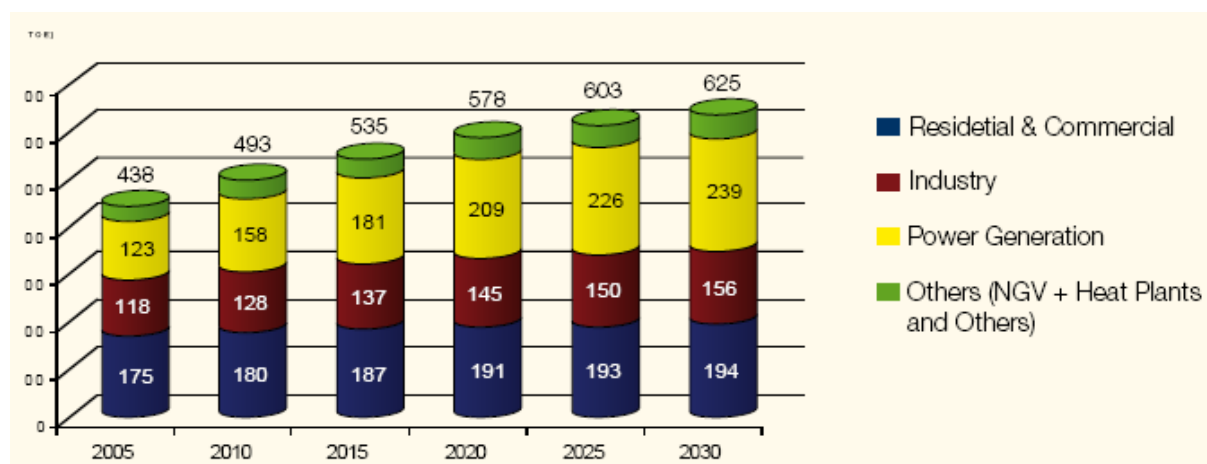
Rispetto ai consumi riscontrati nel 2006, si rileva un aumento generalizzato delle diverse fonti di energia e tra queste non fa eccezione il gas naturale, che passa da 434.3 MTep a 443.58 MTep.

Le previsioni elaborate da Eurogas (Eurogas, 2007b) evidenziano una aspettativa di crescita del consumo di gas naturale da 438 MTep del 2005 a 625 MTep del 2030 corrispondente ad un incremento del 43% circa. In termini percentuali rispetto ai consumi totali, il gas naturale passerà dal 24.1% del 2005 al 30.1% del 2030.

Figura 8.1: Consumo di Gas Naturale in Europa, Previsioni Eurogas


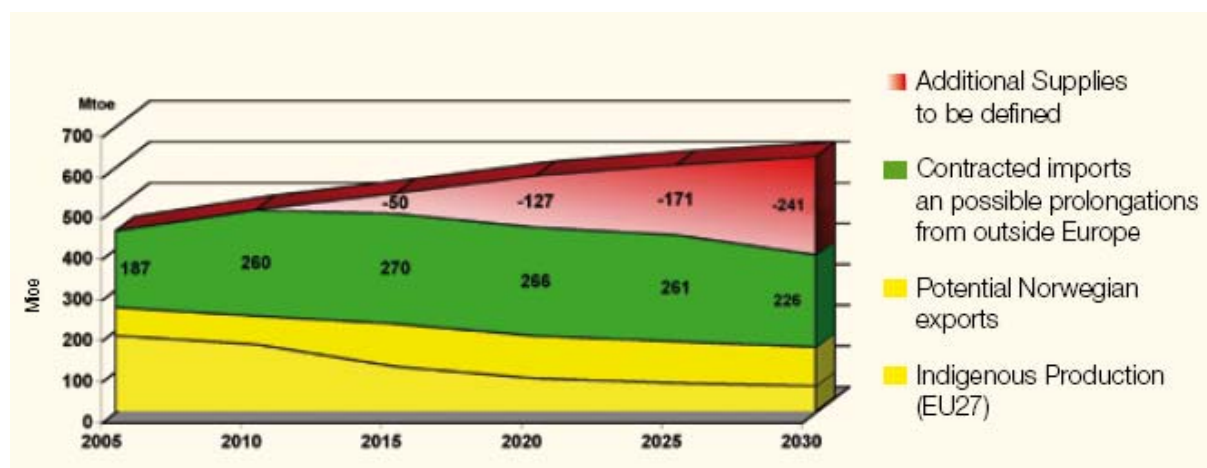
Il maggior contributo a tale incremento è legato alla produzione di energia, come evidenziato nel grafico sottostante.

Figura 8.2: Consumo di Gas Naturale in Europa per Settori, Previsioni Eurogas



Se da un lato si assisterà ad un incremento dei consumi (stimabile nel 43% circa), dall'altro lato si avrà una riduzione della produzione interna. Allo stato attuale, la produzione europea (inclusa la Norvegia) contribuisce al 59% della fornitura di gas naturale all'Unione Europea. Tale percentuale è destinata a ridursi al 33% nel 2020 e al 25% nel 2030. Per coprire il previsto fabbisogno, l'industria europea del gas ha già avviato contratti di importazione da paesi extraeuropei.

Figura 8.3: Previsioni di Consumo di Gas Naturale in Europa, Analisi della Copertura



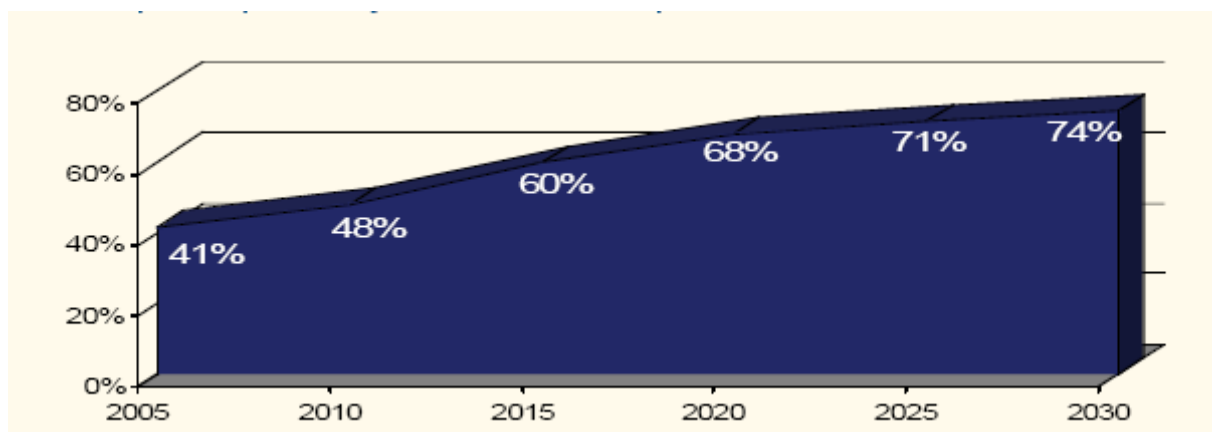
Come evidenziato nel grafico soprastante, le previsioni evidenziano un gap sostanziale tra i consumi e la disponibilità di gas naturale a partire dal 2015. La quota di approvvigionamenti aggiuntivi necessari crescerà dal 10% nel 2015 al 22% nel 2020 fino ad un valore di circa il 39% nel 2030.

In conseguenza di ciò, l'industria europea del gas sta ora focalizzando la sua attenzione sull'importazione di gas naturale, in particolare per il periodo successivo al 2015.

Oggi si può affermare che per l'industria europea, che sta diventando sempre più dipendente dalle importazioni, ci sono sufficienti riserve di gas disponibile sul lungo termine, localizzate ad una distanza tecnicamente accettabile (Russia, Paesi del Golfo Persico, Africa del Nord e Africa Occidentale). Ulteriori forniture potranno venire dalle regioni più lontane e da campi di più difficile sfruttamento, con conseguente aggravio dei costi di produzione e di trasporto.

Come evidenziato nel grafico sotto riportato, si prevede un incremento delle quote di importazione del gas naturale da paesi extraeuropei da un valore pari al 41% circa nel 2005 ad un valore del 74% circa nel 2030.

Figura 8.4: Consumo di Gas Naturale in Europa, Previsione di Quote di Importazione



8.2 RETE TRANSEUROPEA DEL GAS E PROGETTI PRIORITARI

L'Unione Europea (UE) ha da tempo intrapreso azioni volte a garantire il futuro approvvigionamento di gas all'Unione. Il gas è spesso trasportato verso l'Europa su lunghe distanze.

I gasdotti rientreranno sempre di più in due diverse categorie: gasdotti di approvvigionamento per il trasporto di gas verso l'UE e gasdotti interni per trasportare il gas di importazione all'interno dell'UE.

Data la crescente domanda di gas l'UE ha identificato, nel "Trans-European Energy Network" (TEN-E), le infrastrutture prioritarie da realizzare. L'adozione di nuovi strumenti normativi per accelerare la preparazione dei progetti e facilitare il loro iter durante le lunghe procedure di autorizzazione sono stati anche oggetto, a Dicembre 2003, di una proposta di decisione del Parlamento Europeo e del Consiglio "che stabilisce orientamenti per le reti transeuropee nel settore dell'energia e abroga le decisioni 96/391/CE e 1229/2003/CE [SEC (2003) 1369]".

I progetti prioritari per le infrastrutture di importazione del gas sono i seguenti:

- NG 1. Regno Unito – Europa continentale settentrionale, compresi Paesi Bassi, Danimarca e Germania – Polonia – Lituania – Lettonia – Estonia – Finlandia – Russia: gasdotto North Transgas e gasdotto Yamal-Europa, per il trasporto di gas naturale, per collegare alcune delle principali fonti di gas naturale in Europa e migliorare l'interoperabilità delle reti e la sicurezza dell'approvvigionamento;

- **NG 2.** Algeria – Spagna – Italia – Francia – Europa continentale settentrionale: **costruzione di nuovi gasdotti per il trasporto di gas naturale dall'Algeria alla Spagna, alla Francia e all'Italia e aumento della capacità delle reti in Spagna, in Italia e in Francia e tra questi Stati;**
- NG 3. Paesi del Mar Caspio – Medio Oriente – Unione europea: nuove reti di gasdotti, per il trasporto di gas naturale, che colleghino l'Unione europea a nuove fonti, compresi i gasdotti Turchia – Grecia, Grecia – Italia e Turchia – Austria;
- NG 4. Terminali GNL in Belgio, Francia, Spagna, Portogallo e Italia: diversificazione delle fonti di approvvigionamento e dei punti d'ingresso, compresi i connessione di terminali GNL con la rete di trasmissione;
- NG 5. Stoccaggi sotterranei di gas naturale in Spagna, Portogallo, Italia, Grecia e nella regione del Mar Baltico: aumento della capacità in Spagna, in Italia e nella regione del Mar Baltico e costruzione dei primi impianti in Portogallo e in Grecia;
- NG 6. Stati membri mediterranei – circuito del gas Mediterraneo orientale: realizzazione e aumento di capacità di gasdotti per il trasporto del gas naturale tra gli Stati membri mediterranei e Libia – Egitto – Giordania – Siria – Turchia.

Nell'ambito del progetto NG2, che prevede la realizzazione di quattro assi dall'Algeria all'Europa (si veda la Figura 14), rientra il progetto GALSI, che prevede la connessione dall'Algeria all'Italia attraverso la Sardegna. Le principali caratteristiche di tali assi prioritari sono riassunte nella seguente tabella (Commissione Europea, 2004).

Tabella 8.3: Rete Transeuropea del Gas Naturale e Progetti Prioritari, NG 2

| NG2 : Tracciati | Lunghezza [km] | Tipologia | Informazioni Tecniche |
|--|----------------|---|--------------------------------------|
| (I)(a) Dall'Algeria a Tangeri (MA) | 860 | Upgrade | - |
| (I)(b) Attraversamento dello Stretto di Gibilterra | 40 | Nuovo metanodotto | Capacità 9 BCM/y |
| (I)(c) Metanodotto in Spagna | - | Upgrade | - |
| (I)(d) Arnedo (SP)–Lacq (FR) | 100 | Interconnessione Spagna-Francia | Incremento capacità fino a 4.5 BCM/y |
| (I)(e) Arcangues (FR)–Irun (SP) Rotta atlantico Spagna–Francia | 28 | Connessione tra Terminali GNL e stoccaggi sotterranei | Incremento capacità fino a 3 BCM/y |
| (II)(a) All'interno dell'Algeria fino a Beni-Saf (costa) | 550 | Upgrade | - |
| (II)(b) Beni-Saf (AL)– Almeria (SP) | 200 | Nuovo metanodotto off-shore | Capacità 8-10 BCM/y |
| (II)(c) Almeria (SP)–Francia | 900 | Nuovo metanodotto | - |
| (III)(a) All'interno dell'Algeria fino a El Kala (costa) | 640 | Upgrade (nuove linee per 50 km) | - |
| (III)(b) El Kala–Italia e Francia | 750 | Nuovo metanodotto | Capacità 10 BCM/y |
| (IV)(a) Algeria – costa tunisina | 800 | Upgrade | - |
| (IV)(b) Cape Bon (TUN)–Mazzara-Lippone (IT) | 160 | Upgrade (metanodotto e compressione) | Capacità 6.5 BCM/y |
| Infrastrutture Totali in EU: <ul style="list-style-type: none"> • Marocco–SP–FR: 1050 km (+40 km off-shore) • Algeria–SP–FR: 900 km (+200 km off-shore) • Algeria–Italia: 750 km (via Sardegna) • Algeria–Tunisia–Italia: 160 km (via Sicilia) | | | Capacità Totale 31 BCM/y |

8.3 ANALISI DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA DI GAS NATURALE IN ITALIA

L'analisi presentata nel seguito, relativa alla situazione della domanda e dell'offerta di energia in Italia per l'anno 2005 e 2006, è stata desunta dalla relazione annuale del 2006 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG, 2007).

8.3.1 Quadro Energetico Nazionale

Nel 2006 diversi elementi di natura contingente si sono sovrapposti alle dinamiche strutturali del sistema energetico nazionale, determinando discontinuità nelle tendenze di lungo periodo e l'apparenza di mutamenti energetici radicali che tuttavia non trovano conferma in una analisi di causa effetto più approfondita.

Nonostante l'aumento del Prodotto interno lordo che ha contraddistinto il 2006, il consumo di energia primaria è calato di 2.2 Mtep, cioè dell'1.1% rispetto ai 197.8 Mtep del 2005. La diminuzione dei consumi è stata maggiore negli usi finali, calati del 2.1%, quasi due volte di più dei consumi primari.

La maggior parte della riduzione deve attribuirsi alle condizioni climatiche molto favorevoli degli ultimi mesi del 2006 e all'elevato prezzo dell'energia correlato con l'escalation nel prezzo del petrolio negli ultimi anni.

Il quadro energetico nel suo complesso per l'anno 2006 è evidenziata nella successiva tabella (AEEG, 2007).

Tabella 8.4: Bilancio Energetico in Italia, Anno 2006

| Bilancio Energetico in Italia, Anno 2006 | | | | | | |
|--|----------------------------|---------------------|-----------------|--------------------|--------------------------|---------------|
| Fonte: Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (2007) | | | | | | |
| Item | Combustibili Solidi [Mtep] | Gas Naturale [Mtep] | Petrolio [Mtep] | Rinnovabili [Mtep] | Energia Elettrica [Mtep] | Totale [Mtep] |
| Produzione | 0.63 | 9.06 | 5.77 | 13.21 | 0.0 | 28.68 |
| Importazione | 16.80 | 63.85 | 106.82 | 0.74 | 10.19 | 198.41 |
| Esportazione | 0.17 | 0.30 | 27.18 | 0.0 | 0.35 | 28.01 |
| Variazione Scorte | - 0.11 | 2.91 | 0.68 | 0.0 | 0.0 | 3.47 |
| Disponibilità per il Consumo Interno | 17.37 | 69.70 | 84.74 | 13.95 | 9.84 | 195.60 |
| Consumi e Perdite del Settore Energetico | - 0.52 | - 0.83 | - 6.72 | - 0.09 | - 43.87 | - 52.03 |
| Trasformazione in Energia Elettrica | - 12.09 | - 26.83 | - 9.59 | - 11.95 | 60.46 | 0.0 |
| Impieghi Finali | 4.77 | 42.04 | 68.43 | 1.91 | 26.42 | 143.57 |
| - <i>Industria</i> | 4.57 | 16.21 | 7.43 | 0.28 | 12.14 | 40.63 |
| - <i>Trasporti</i> | 0.0 | 0.41 | 42.86 | 0.17 | 0.87 | 44.32 |
| - <i>Usi Civili</i> | 0.01 | 24.26 | 5.85 | 1.30 | 12.94 | 44.36 |
| - <i>Agricoltura</i> | 0.0 | 0.17 | 2.61 | 0.16 | 0.46 | 3.41 |
| - <i>Sintesi Chimica</i> | 0.19 | 0.99 | 6.13 | 0.0 | 0.0 | 7.31 |
| - <i>Bunkeraggi</i> | 0.0 | 0.0 | 3.55 | 0.0 | 0.0 | 3.55 |

Per la prima volta in oltre un decennio, il 2006 ha visto un significativo calo nei consumi di gas naturale. La diminuzione del 2.1% (da 71.2 a 69.7 Mtep) è in prevalenza attribuibile alle temperature miti verificatesi negli ultimi mesi dell'anno. I consumi finali del settore civile

sono infatti scesi di 2,3 Mtep (-8,5%) e anche il calo dei consumi del settore industriale (-4,5%) riflette la minore esigenza di riscaldamento nelle unità locali produttive.

Per contro, è aumentato del 6,1% il consumo di gas naturale per la generazione elettrica, grazie all'entrata in funzione di nuovi impianti a ciclo combinato, nonostante l'obbligo di esercizio a olio combustibile degli impianti termoelettrici dual fuel, imposto dalle misure di emergenza del Governo nei primi mesi dell'anno al fine di contrastare lo svuotamento prematuro degli stoccaggi di gas.

Nonostante il calo nei consumi, le importazioni di gas naturale sono aumentate del 5,4%, (rispetto a una media del 7,1% nel triennio 2003-2005), con l'obiettivo prioritario di ricostituire le riserve in preparazione di una ripetizione delle condizioni climatiche difficili dell'inverno precedente e di eventuali possibili concomitanti interruzioni delle forniture.

8.3.2 Evoluzione della Domanda di Gas Naturale in Italia

La domanda di gas in Italia nel 2006 è stata pari a 84.42 miliardi di metri cubi, in calo di 1,85 miliardi di metri cubi rispetto al 2005 (-2.1%). La riduzione è concentrata nel settore residenziale e terziario (-6.6%), i cui consumi di gas naturale hanno risentito delle miti temperature registrate negli ultimi mesi dell'anno, e nel settore industriale (-5.0%), dove si è manifestata una diminuzione dei consumi nei comparti a più alta intensità energetica. È proseguito anche nel 2006 il trend di crescita dei consumi del settore termoelettrico (+4,5%), per effetto dell'incremento della produzione di energia elettrica da parte delle centrali che utilizzano il gas naturale (Snam Rete Gas, 2007).

Nella tabella seguente sono sintetizzati i dati relativi alla domanda di gas in Italia per il periodo 2005-2006 (Snam Rete Gas, 2007).

Tabella 8.5: Domanda di Gas Naturale in Italia, Anni 2005-2006

| Domanda di Gas Naturale (miliardi di m ³) [Snam Rete Gas, 2007] | | | |
|--|---------------------|--------------|--------------|
| | 2005 ⁽¹⁾ | 2006 | Var. % |
| Termoelettrico | 30.65 | 32.03 | 4.5 |
| Residenziale e Terziario | 32.15 | 30.04 | - 6.6 |
| Industriale | 22.46 | 21.34 | - 5.0 |
| Altro | 1.01 | 1.01 | - |
| Totale | 86.27 | 84.42 | - 2.1 |

Nota: 1) La domanda di gas in Italia del 2005 è stata allineata a quella pubblicata dal Ministero delle Attività Produttive

Il consumo di gas naturale in Italia nei prossimi quattro anni è previsto in crescita ad un tasso medio annuo superiore al 2% fino al 2010, anno in cui i consumi di gas potranno superare i 95 miliardi di metri cubi, per raggiungere i 106 miliardi di metri cubi nel 2015.

Il 2006 ha registrato in controtendenza una contrazione dei consumi rispetto al 2005 a causa dell'effetto, sulla domanda del settore residenziale, delle miti condizioni climatiche registrate negli ultimi mesi dell'anno. I consumi del settore termoelettrico hanno invece evidenziato una crescita pari al 4.5%.

Anche per il prossimo quadriennio i consumi del settore termoelettrico continueranno ad essere il driver principale della crescita attesa della domanda di gas naturale; l'entrata in esercizio di ulteriore potenza produttiva di energia elettrica da cicli combinati alimentati a gas determinerà un incremento del 5% annuo dei consumi di gas in questo settore nel periodo 2007-2010, a fronte di una crescita attesa della produzione nazionale di energia

elettrica del 2.3% annuo. Pertanto, l'incidenza del gas naturale nel mix di combustibili per la produzione di energia elettrica passerà dall'attuale 51% al 58% circa nel 2010.

La crescita della domanda di gas e l'attesa sensibile riduzione delle produzioni nazionali, che determineranno un ricorso sempre maggiore alle importazioni, rendono necessarie la pianificazione e la realizzazione di adeguate infrastrutture per trasportare volumi crescenti di gas dai punti di importazione alle aree di consumo.

Come si può vedere nelle tabelle seguenti la disponibilità complessiva di gas naturale in Italia nel 2006 è stata pari a 84.31 miliardi di metri cubi; i quantitativi di gas immesso nella Rete di Trasporto Nazionale sono aumentati del 3.4%, raggiungendo gli 87.99 miliardi di metri cubi, ma nel 2006 le immissioni in stoccaggio sono state superiori ai prelievi per 3.68 miliardi di metri cubi, a fronte di una situazione opposta registrata nel 2005, quando i prelievi da stoccaggio erano stati maggiori delle immissioni per 1.00 miliardi di metri cubi.

Tabella 8.6: Quantitativi di Gas Naturale disponibili nella Rete Italiana, Anno 2006

| Quantitativi Disponibili in Rete (miliardi di m ³) [Snam Rete Gas, 2007] | | | |
|---|--------------|--------------|--------------|
| Quantitativi Disponibili in Rete | 2005 | 2006 | Var. % |
| Da importazioni | 72.94 | 76.48 | 4.9 |
| Da produzione nazionale | 12.16 | 11.51 | - 5.3 |
| Totale Immesso | 85.10 | 87.99 | 3.4 |
| Prelievi da stoccaggio ⁽¹⁾ | 1.00 | - 3.68 | n.s. |
| Totale disponibilità | 86.10 | 84.31 | - 2.1 |

Nota: 1) Inteso come saldo tra prelievo da stoccaggio (+) e immissioni in stoccaggio (-).

L'incremento dei quantitativi di gas immesso nella Rete di Trasporto Nazionale è stato sostenuto dalle maggiori importazioni (76.48 miliardi di metri cubi, pari a +4.9%), che hanno anche compensato il calo della produzione nazionale (-5.3%).

Tabella 8.7: Importazioni di Gas Naturale in Italia, Anno 2006

| Importazioni (miliardi di m ³) [Snam Rete Gas, 2007] | | | |
|---|--------------|--------------|------------|
| | 2005 | 2006 | Var. % |
| Mazara del Vallo (Algeria) | 25.60 | 24.83 | - 3.2 |
| Tarvisio (Russia) | 23.70 | 22.92 | - 3.3 |
| Passo Gries (Nord Europa) | 16.25 | 17.66 | 8.7 |
| Gela (Libia) | 4.60 | 7.69 | 67.2 |
| Gorizia (Russia) | 0.30 | 0.25 | - 16.7 |
| Panigaglia (importazione GNL) | 2.49 | 3.13 | 25.7 |
| Totale | 72.94 | 76.48 | 4.9 |

Il 30% del gas importato nel 2006 proviene dalla Russia, il 33% dall'Algeria, il 23% dal Nord Europa, il 10% dalla Libia e il restante 4% proviene dalle importazioni via nave di gas naturale liquefatto.

Le importazioni di gas naturale liquefatto, presso il rigassificatore di Panigaglia, sono cresciute di oltre il 25% grazie alla maggiore disponibilità di GNL sul mercato, rispetto al 2005. Rispetto al 2005, l'incidenza delle importazioni dalla Russia e dall'Algeria si è ridotta rispettivamente dal 33% al 30% e dal 36% al 33% a vantaggio di tutte le altre fonti, Nord Africa (Libia), Nord Europa e GNL, che hanno visto aumentare la loro incidenza sul totale delle importazioni.

Il gas naturale prelevato dalla Rete di Trasporto Nazionale nel 2006 è stato destinato:

- alla riconsegna agli Utenti presso i punti di uscita dalla rete per 82.6 miliardi di metri cubi;
- alle esportazioni, principalmente in Slovenia e Croazia per 0.8 miliardi di metri cubi;
- ai consumi delle centrali di spinta e alle perdite di rete di Snam Rete Gas per 0.4 miliardi di metri cubi.

8.3.3 Sviluppo di Nuove Infrastrutture di Importazione

Il quadro delle iniziative dislocate sull'intero territorio nazionale finalizzate al soddisfacimento del fabbisogno di gas naturale è piuttosto articolato. Attualmente, sulla base dei dati disponibili, questo può essere così riassunto (AEEG, 2007, Fonte: Ministero dello sviluppo economico):

- nuovi Gasdotti in progetto:
 - IGI Interconnessione Grecia-Italia,
 - **GALSI Algeria-Italia (Sardegna)**,
 - TAP TransAdriatic Pipeline (Albania /Italia),
 - Interconnectirol (Bressanone-Innsbruck);
- Terminali GNL in progetto:
 - Terminale off-shore di Porto Levante (Edison, Exxon Mobil, Qatar Terminal Limited) autorizzato per 8 Miliardi di Sm³/anno e in fase di costruzione,
 - Terminale di Brindisi (British Gas) autorizzato per 8 Miliardi di Sm³/anno di gas naturale approvigionato (autorizzazione sospesa),
 - Terminale OLT LNG di Livorno (Endesa Italia, Amga, Asa, OLT Energy Toscana) autorizzato per 4 Miliardi di Sm³/anno,
 - Terminale di Rosignano (Edison, BP, Solvay) in iter,
 - Terminale di Gioia Tauro (CrossGas, Sorgenia, Iride) in iter (procedura VIA recentemente conclusa),
 - Terminale di Taranto (Gas Naturale Internacional) in iter,
 - Terminale di Zaule a Trieste (Gas Naturale Internacional) in iter (procedura VIA recentemente conclusa),
 - Terminale di Trieste (Endesa Italia) in iter,
 - Terminale di Porto Empedocle (Enel) in iter (procedura VIA recentemente conclusa),
 - Terminale di Augusta (Shell Italia, Erg Power&Gas) in iter (procedura VIA recentemente conclusa).

9 OPZIONE ZERO

I benefici che il progetto Galsi porterà con la sua realizzazione sono stati descritti al Capitolo 2 e nei Capitoli ad esso successivi.

L'eventuale mancata realizzazione del progetto o "opzione zero" comporta una serie di ripercussioni negative, quali ad esempio:

- un mancato sviluppo economico del paese soprattutto con riferimento alla Regione Sardegna che attualmente non è servita dalla rete nazionale e quindi non può beneficiare del potenziale utilizzo di gas naturale per le proprie attività;
- una mancata riduzione della dipendenza del petrolio, peraltro incoraggiata dal Piano Energetico Nazionale;
- rinunciare ad una significativa nuova fonte di approvvigionamento strategica che può portare maggiore sicurezza nella continuità della fornitura del gas all'Italia e maggiore competitività economica in quanto fonte alternativa alle linee di importazione esistenti;
- mancato soddisfacimento della domanda crescente di gas naturale sia in Italia che in Unione Europea a fronte di una diminuzione della produzione e delle riserve;
- subire un maggior potenziale inquinamento derivante dall'uso di altri combustibili fossili, maggiormente inquinanti, che si andrebbero ad utilizzare per supplire al quantitativo corrispondente al gas importato da Galsi.

10 TEMPISTICA GENERALE DEL PROGETTO

In Figura 15 è riportato il cronoprogramma generale del progetto.

CHV/CSM/PAR/RC: chv

RIFERIMENTI

Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas - AEEG, 2007, "Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull'Attività Svolta", Web Site: www.autorita.energia.it.

Commissione Europea, 2003, Comunicazione al Consiglio e al Parlamento Europeo No. 262, "On the Development of Energy Policy for the Enlarged European Union, its Neighbours and Partner Countries", 13 Maggio 2003.

Commissione Europea – Direzione Generale per l'Energia e i Trasporti, 2004, "Trans-European Energy Networks: TEN-E Priority Projects", Brochure, Giugno 2004.

Eurogas, 2005, "Annual Report 2004-2005", Web Site: www.eurogas.org.

Eurogas, 2006, "Annual Report 2005-2006", Web Site: www.eurogas.org.

Eurogas, 2007, "Natural Gas Consumption in EU25 in 2006", 26 Febbraio 2007, Web Site: www.eurogas.org.

International Energy Agency (IEA), 2003, "Emission Reductions in the Natural Gas Sector through Project-based Mechanisms", Information Paper.

Snam Rete Gas, 2007, "Bilancio 2006", Web Site: www.snamretegas.it.