



ISTANZA DI CONCESSIONE DI STOCCAGGIO GAS
NATURALE
"San Benedetto Stoccaggio"

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Quadro di Riferimento Programmatico

Il presente documento è
costituito da n° 29 pagine
progressivamente numerate

Data: Luglio 2010

Documento numero: 101SBT-00-GCO-RE-00001_rev09

INDICE

1	GENERALITA'	4
1.1	UBICAZIONE GEOGRAFICA DELL'AREA DI INTERVENTO E DATI GENERALI	5
2	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO	6
2.1	PIANIFICAZIONE E NORMATIVA IN CAMPO ENERGETICO.....	6
2.1.1	Piano Energetico Nazionale (PEN)	6
2.1.2	Patto per l'Energia e l'Ambiente.....	7
2.2	NORMATIVA EUROPEA DI SETTORE.....	7
2.2.1	Direttiva 2004/67/CE del Consiglio del 26 aprile 2004	8
2.2.2	Direttiva 2003/55/CE	9
2.2.3	Regolamento 1775/2005	10
2.3	NORMATIVA NAZIONALE DI SETTORE	11
2.3.1	Legge n. 144/1999, decreto legislativo n. 164/2000 e D.M. 26/08/2005	11
2.3.2	Decreto Ministeriale 27 marzo 2001	13
2.3.3	Il Decreto Ministeriale 9 maggio 2001	13
2.3.4	Il Decreto Ministeriale 26 settembre 2001	14
2.3.5	Delibera 26/02 dell'AEEG	15
2.3.6	Legge 23 agosto 2004 n° 239 – Legge Marzano.....	15
2.3.7	Delibera n. 119/05,.....	16
2.3.8	Segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Parlamento e al Governo in materia di stoccaggi sotterranei di gas naturale.....	17
2.3.9	Decreto ministeriale del 26 agosto 2005	17
2.3.10	Decreto Ministeriale del 3 novembre 2005	17
2.4	NORMATIVA REGIONALE DI SETTORE	17
2.4.1	Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)	17
2.4.2	Analisi del Settore energetico	19
2.4.3	Mercato internazionale del gas naturale	19
2.4.4	Domanda e offerta di energia in Italia	20
2.4.5	COM(2008) 769.....	23
2.5	PIANIFICAZIONE TERRITORIALE.....	24
2.5.1	Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (P.T.C.P.)	24
2.5.2	Vincolo paesaggistico (D.Lvo 42/2004 artt. 134, 136)	25
2.5.3	Vincoli archeologici (art. 142, c. 1, lett.m D.Lvo 42/2004 e s.m.i.).....	25

2.5.4	Fasce di rispetto fluviale e costiero (art. 142, c. 1, lett. a.- c. - D. Lgs. 42/2004 e s.m.i.)	26
2.5.5	Aree boscate (art. 142, c. 1, lett.g. - D. Lgs. 42/2004 e s.m.i.)	26
2.5.6	Aree protette (L. 394/1991) – Rete Natura 2000 - S.I.C. – Z.P.S. - IBA.....	27
2.5.7	Piano Stralcio per l’Assetto Idrogeologico (P.S.A.I.) - Carta del dissesto.....	27
2.5.8	Piano Stralcio per l’Assetto Idrogeologico (P.S.A.I.) – Carta del rischio esondazione	27
2.5.9	Vincolo Idrogeologico (R.D. 2367/’23)	28
2.5.10	Uso del Suolo.....	28
2.5.11	Piano Regolatore (P.R.G.): aggiornato al PPAR (Delibera C.R. n° 197 del 3-11-’89)	29
2.5.12	Eventuali interferenze e criticità tra attività previste ed elementi della pianificazione e il regime vincolistico	29

1 GENERALITA'

Il presente Studio di Impatto Ambientale viene redatto al fine di avviare la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale per il "Progetto San Benedetto Stoccaggio ". Il progetto in sintesi prevede:

- la perforazione fino a 6 pozzi in area cluster;
- la realizzazione di una centrale di stoccaggio provvista di una unità di compressione del gas naturale proveniente dalla rete nazionale Snam Rete Gas ed una unità di trattamento per rendere il gas erogato dai pozzi conforme alla specifica di vendita;
- la realizzazione di un gasdotto di collegamento della lunghezza di circa 113 m. tra la centrale e il metanodotto SNAM attraverso la cameretta.

Il presente progetto, che afferisce alla istanza di concessione San Benedetto Stoccaggio, ubicata nel territorio del Comune di San Benedetto del Tronto (*Allegato 001 e Allegato 002*), viene sottoposto a VIA di competenza statale, poiché rientra nella categoria "Stoccaggio di gas combustibile e di CO₂ in serbatoi sotterranei naturali in unità geologiche profonde e giacimenti esauriti di idrocarburi" di cui all'Allegato II del D. Lgs. 04/2008 lettera 17.

Per le finalità anzi descritte, il presente Studio di Impatto Ambientale, si propone, in linea con la normativa vigente, di:

- descrivere dettagliatamente il progetto e le tecniche operative adottate, con l'indicazione della natura e delle quantità dei materiali impiegati; raffrontare le tecniche prescelte rispetto alle migliori tecnologie disponibili ad un costo sostenibile; illustrare le misure di prevenzione e mitigazione volte a minimizzare gli impatti con le diverse componenti ambientali (ambiente biotico ed abiotico) (Quadro di Riferimento Progettuale);
- dettagliare il contenuto degli atti di programmazione e pianificazione territoriale vigenti nell'area di intervento, col fine di verificare la conformità del progetto in relazione alle previsioni in materia urbanistica, ambientale e paesaggistica ed individuare eventuali elementi ostativi alla realizzazione delle opere in progetto (Quadro di Riferimento Programmatico);
- analizzare le componenti ambientali biotiche ed abiotiche nell'area di interesse, anche tramite l'ausilio di sopralluoghi ed indagini in sito, col fine di individuare eventuali criticità ed elementi di debolezza/sensibilità intrinseci nell'area dell'intervento (Quadro di Riferimento Ambientale);

- stimare quali-quantitativamente gli effetti potenzialmente significativi delle attività in progetto sulle componenti ambientali (Stima degli Impatti).

In tal modo il progetto è valutato in merito agli effetti diretti ed indiretti indotti sull'ambiente nelle sue componenti biotiche (l'uomo, la fauna, la flora) ed abiotiche (il suolo, l'acqua, l'aria, il clima, il paesaggio, i beni materiali, il patrimonio culturale) nonché in merito alla sua conformità rispetto agli strumenti di pianificazione territoriale ed urbanistica di vario livello.

1.1 UBICAZIONE GEOGRAFICA DELL'AREA DI INTERVENTO E DATI GENERALI

Le aree e le attività oggetto del presente studio, come già anticipato, fanno capo alla Concessione di San Benedetto Stoccaggio.

L'area di intervento è posta nella parte sud del Comune di San Benedetto del Tronto (AP) a circa 4,8 km dal centro abitato e 2,5 km dal Mare Adriatico.

Il progetto si inserisce in un'area urbanizzata, intensamente infrastrutturata sul quale residuano aziende agricole irrigue e specializzate. L'area risulta interposta tra insediamenti lineariformi, sviluppatisi lungo la viabilità locale, ed il tracciato dell'Autostrada A 14 corsia sud.

Le aree specificamente interessate dalle attività in oggetto sono geograficamente ed univocamente individuabili mediante i riferimenti riportati a seguire.

- Ubicazione San Benedetto del Tronto (AP)
- Località Case Laureati di Sopra
- Riferimento I.G.M. Tav 1:25.000 IV-SE Ascoli Piceno Est - Foglio 133 della Carta d'Italia
- Riferimento C.T.R. Sez. 327070 "San Benedetto del Tronto Sud" della C.T.R. Marche 1:10.000

Competente per il territorio è la sezione U.N.M.I.G. di Roma.

2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

Il presente documento costituisce il "Quadro di Riferimento Programmatico" del SIA riguardante il "Progetto San Benedetto Stoccaggio".

Questa sezione dello SIA ha lo scopo di fornire indicazioni sulle motivazioni dell'opera e sulle possibili interazioni tra l'intervento proposto e gli obiettivi degli strumenti normativi in materia energetica e di pianificazione vigenti evidenziando, inoltre, eventuali rapporti di coerenza tra il progetto stesso e l'attuale situazione energetica italiana.

2.1 PIANIFICAZIONE E NORMATIVA IN CAMPO ENERGETICO

2.1.1 Piano Energetico Nazionale (PEN)

Il Piano Energetico Nazionale (PEN), approvato in data 10/08/88 fissa gli obiettivi del Paese a lunga scadenza nel settore energia e rappresenta la traccia per la redazione dei Piani Regionali. In particolare, al fine di limitare la dipendenza energetica dagli altri paesi, prevede la promozione dell'uso razionale dell'energia e del risparmio energetico; l'adozione di norme per gli autoproduttori; il progressivo sviluppo di fonti di energia rinnovabile.

Nel Piano, emerge l'obiettivo di giungere ad una "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 PEN, prendendo come punto di partenza la debolezza del settore elettrico italiano, prevede un programma di costruzioni di nuove centrali policombustibili.

Si promuove così un ridimensionamento delle centrali a carbone ed un maggiore impulso per quelle a ciclo combinato, frutto della combinazione tra esigenze di ordine ambientale (normative sulle emissioni in atmosfera), tecnico economiche (efficienza, rapidità di realizzazione, impegni finanziari), strutturali (rinnovamento del parco elettrico italiano) e di mercato (nuovo assetto del mercato elettrico, liberalizzazione e maggiore competizione che richiede efficienza ed abbattimento dei costi).

Nel Novembre 1998 si è tenuta a Roma la "Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente" che ha promosso questo nuovo approccio relativo alla politica integrata energetico-ambientale.

In ambito energetico si persegue la sicurezza degli approvvigionamenti, la valorizzazione delle risorse nazionali, la competitività del settore. Parallelamente, si tende anche a preservare l'ambiente locale e globale, a migliorare il rendimento ed evitare gli sprechi, a razionalizzare l'uso delle risorse.

Le attività oggetto del presente studio risultano coerenti con lo spirito del Piano Energetico Nazionale, soprattutto nell'ambito dell'obiettivo di incentivare l'impiego di fonti combustibili a basse emissioni e favorire l'indipendenza energetica da altri paesi.

2.1.2 Patto per l'Energia e l'Ambiente

Il Patto, sottoscritto nel corso della suddetta Conferenza, individua sei indirizzi prioritari per guidare il percorso realizzativo delle politiche energetiche:

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

Per l'attuazione di tale politica energetico-ambientale, vengono distinti:

- accordi settoriali: sottoscritti dalle rappresentanze nazionali di specifici comparti economici e produttivi, in cui vengono definiti indirizzi, obiettivi e programmi di azioni;
- accordi territoriali: sottoscritti dalle rappresentanze interessate a livello regionale e locale e che possono riguardare singole imprese (di piccole, medie o grandi dimensioni), distretti specializzati di piccole o medie imprese o distretti di filiera.

Il Governo e le Regioni si impegnano a istituire un fondo nazionale e fondi regionali per le energie rinnovabili e la protezione del clima.

In particolare, il Governo Italiano ha adottato o ha in corso una serie di iniziative in materia di politica energetica ed ambientale, di cui le principali sono:

- il riassetto del settore elettrico;
- la delibera CIPE sul Protocollo di Kyoto;
- l'attuazione del decreto legislativo 112/98 (Bassanini);
- la firma del Patto per l'energia e l'ambiente.

2.2 NORMATIVA EUROPEA DI SETTORE

Il mercato interno europeo del gas è in fase di sviluppo. Esso è regolamentato dalla direttiva 2003/55/CE e dal regolamento 1775/2005. Per rafforzare il quadro normativo della sicurezza dell'approvvigionamento di gas è stata adottata la direttiva 2004/67/CE concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale.

Come previsto dall'articolo 6 della direttiva 2004/67/CE la Commissione della Comunità Europea il 13 novembre 2008 ha presentato una relazione di analisi al Parlamento europeo e al Consiglio sull'applicazione e sull'efficacia della direttiva (*Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale e al*

Comitato delle regioni sulla direttiva 2004/67/CE, del 26 aprile 2004, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale- COM(2008) 769).

2.2.1 Direttiva 2004/67/CE del Consiglio del 26 aprile 2004

La presente direttiva, pubblicata sulla G.U. U.E. n. L 127 del 29/04/2004, stabilisce misure per garantire un adeguato livello di sicurezza dell'approvvigionamento di gas pertanto contribuisce al corretto funzionamento del mercato interno del gas.

Tali misure contribuiscono inoltre al corretto funzionamento del mercato interno del gas. Essa prevede un quadro comune entro il quale gli Stati membri definiscono politiche di sicurezza dell'approvvigionamento generali, trasparenti e non discriminatorie, compatibili con le esigenze di un mercato interno concorrenziale del gas, precisano i ruoli generali e le responsabilità dei diversi soggetti di mercato e attuano procedure specifiche non discriminatorie per tutelare la sicurezza dell'approvvigionamento di gas.

Il gas naturale sta occupando un posto sempre più importante per la Comunità europea, che, nell'approvvigionamento energetico a lungo termine, diventerà, probabilmente, sempre più dipendente dalle importazioni di gas provenienti da fonti esterne all'Unione. Con la direttiva 98/30/CE, il mercato comunitario del gas è stato liberalizzato, di conseguenza, per quanto riguarda la sicurezza dell'approvvigionamento, eventuali difficoltà aventi l'effetto di ridurre l'approvvigionamento del gas potrebbero causare gravi perturbazioni all'attività economica della Comunità. La Direttiva 2004/67/CE si inserisce in questo quadro europeo per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento del gas.

Gli Stati membri si trovano in posizioni di partenza molto diverse per quanto riguarda la sicurezza dell'approvvigionamento di gas, aspetto sul quale influiscono i seguenti fattori:

- l'esistenza di una produzione nazionale disponibile;
- la posizione geografica;
- il potenziale geologico delle infrastrutture di stoccaggio;
- lo sviluppo storico dei singoli mercati del gas;
- il variare dei livelli delle interconnessioni esistenti;
- le diverse modalità di utilizzo del gas che ne determinano il grado di sostituibilità (riscaldamento delle case o produzione di energia).

La direttiva tiene conto di queste differenze, lasciando spazio ai singoli Stati membri affinché adattino le norme e le misure alle proprie specificità.

Essa stabilisce un quadro comune entro il quale gli Stati membri definiscono politiche di sicurezza dell'approvvigionamento generali, trasparenti e non discriminatorie, compatibili con le esigenze di un mercato interno concorrenziale del gas, precisano i ruoli generali e le

responsabilità dei diversi soggetti di mercato e attuano procedure specifiche non discriminatorie per tutelare la sicurezza dell'approvvigionamento di gas.

Gli stock strategici di gas sono costituiti dall'accumulo di gas naturale da utilizzare esclusivamente in situazioni di emergenza, e dunque inaccessibile in condizioni di normale funzionamento del mercato.

All'Art. 4 viene esplicitamente indicata, ai fini della sicurezza e flessibilità, la possibilità che gli Stati membri, tenendo debitamente conto delle condizioni geologiche del loro territorio e della fattibilità economica e tecnica, adottino le misure necessarie ad assicurare che gli impianti di stoccaggio di gas situati nel loro territorio apportino il contributo idoneo ad ottemperare alle norme in materia di sicurezza dell'approvvigionamento (comma 4).

Se è disponibile un adeguato livello di interconnessione, gli Stati membri possono adottare, in cooperazione con un altro Stato membro, compresi accordi bilaterali, le misure idonee ad ottemperare alle norme in materia di sicurezza dell'approvvigionamento, utilizzando impianti di stoccaggio di gas situati nel territorio dell'altro Stato membro in questione (comma 5).

Infine gli Stati membri possono fissare o chiedere all'industria di fissare obiettivi indicativi minimi quanto all'eventuale futuro contributo che lo stoccaggio, all'interno o all'esterno dello Stato membro, apporterà alla sicurezza dell'approvvigionamento (comma 6).

2.2.2 Direttiva 2003/55/CE

La Direttiva 98/30/CE, emanata il 21 luglio 1998, ha avviato una progressiva liberalizzazione del mercato del gas. Con la Direttiva 2003/55/CE "*Norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 98/30/CE*", del 26 Giugno 2003, l'Unione Europea ha cercato di accelerare e migliorare i processi di liberalizzazione del mercato in atto.

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

In particolare la Direttiva indica i compiti dei gestori dei sistemi di trasporto, stoccaggio e/o del gas naturale e regola le modalità di accesso alle attività di stoccaggio.

2.2.3 Regolamento 1775/2005

Con l'adozione del Regolamento (CE) n. 1775/2005 del Parlamento europeo e del Consiglio del 28 settembre 2005, *relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale*, vengono apportati cambiamenti strutturali al quadro normativo per il mercato interno del gas naturale, in particolare per quanto riguarda gli scambi, ovvero per quanto concerne i servizi di accesso per i terzi, i principi in materia di meccanismo di assegnazione della capacità, le procedure di gestione della cogestione e i requisiti in materia di trasparenza.

Il Regolamento intende stabilire, infatti, norme non discriminatorie per le condizioni di accesso ai sistemi di trasporto del gas naturale, tenendo conto delle caratteristiche specifiche dei mercati nazionali e regionali al fine di garantire il buon funzionamento del mercato interno del gas.

Tale scopo comprende la definizione di principi armonizzati riguardanti le tariffe o le relative metodologie di calcolo, nonché l'accesso alla rete (cioè il trasporto di gas naturale attraverso una rete, contenente principalmente gasdotti ad alta pressione diversa da una rete di gasdotti di coltivazione), l'istituzione di servizi per l'accesso dei terzi e i principi armonizzati per l'assegnazione della capacità e la gestione della cogestione (intendendo con questo termine la gestione del portafoglio di capacità del gestore del sistema di trasporto per conseguire un uso ottimale e massimo della capacità tecnica e identificare tempestivamente i futuri punti di congestione e saturazione), la determinazione degli obblighi di trasparenza, le regole di bilanciamento e gli oneri di sbilancio, agevolando lo scambio di capacità, intendendo per capacità il flusso massimo, espresso in metri cubi normali per unità di tempo o in unità di energia per unità di tempo (i contratti tra utenti e impresa di rete e/o operatore di stoccaggio sono espressi in energia equivalente), al quale l'utente del sistema ha diritto in conformità con le disposizioni del contratto di trasporto.

Gli Stati membri possono istituire, ai sensi della direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale, un ente o organo incaricato di svolgere una o più funzioni attribuite di norma al gestore dei sistemi di trasporto e soggetto alle prescrizioni del citato regolamento.

I gestori dei sistemi di trasporto, ai fini degli obblighi di trasparenza, devono rendere pubbliche informazioni dettagliate riguardanti i servizi che essi offrono e le relative condizioni applicate, unitamente alle informazioni tecniche necessarie per gli utenti della rete per ottenere un effettivo accesso alla rete.

2.3 **NORMATIVA NAZIONALE DI SETTORE**

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

Oltre alle norme principali, la materia è stata poi disciplinata mediante una serie di Decreti Ministeriali e Delibere che definiscono nello specifico i criteri di valutazione di idoneità allo stoccaggio, assegnazione delle concessioni, conversione a stoccaggio di giacimenti in fase avanzata di coltivazione, modalità di gestione delle attività di stoccaggio e dispacciamento. Nei seguenti paragrafi vengono citati i più importanti.

2.3.1 Legge n. 144/1999, decreto legislativo n. 164/2000 e D.M. 26/08/2005

Attualmente in Italia permane in vigore il Decreto Legislativo 164 del 23 Maggio 2000 "Attuazione della Direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della Legge 17 Maggio 1999, No. 144", che definisce le finalità della liberalizzazione del mercato interno del gas naturale e le norme sul riordino del settore.

Il decreto legislativo disciplina le fasi di:

- 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).

Nei limiti delle disposizioni del decreto, le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque sua forma e comunque utilizzato, sono libere mentre rimane in vigore la disciplina vigente per le attività di coltivazione e di stoccaggio di gas naturale. Il D. Lgs n. 164/00 dispone, in particolare, che:

- l'attività di stoccaggio in giacimenti è svolta in regime di concessione, di durata non superiore a venti anni, rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico. Secondo il disciplinare tipo, approvato con DM del 26/08/2005, per le concessioni di stoccaggio, che stabilisce le modalità di espletamento delle attività di stoccaggio, il concessionario può usufruire di massimo 2 proroghe di 10 anni, qualora abbia

eseguito i programmi di stoccaggio ed adempiuto tutti gli obblighi derivanti dalla concessione.

- ogni titolare di più concessioni ha l'obbligo di gestire in modo coordinato e integrato il complesso delle capacità di stoccaggio di working gas di cui dispone;
- i titolari di concessioni di stoccaggio di gas naturale hanno l'obbligo di assicurare e fornire i servizi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione agli utenti che ne facciano richiesta purché il sistema di cui essi dispongono abbia idonea capacità e purché i servizi richiesti dall'utente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri stabiliti con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico;
- fino al 31 dicembre 2000, le tariffe per l'attività di stoccaggio minerario, di modulazione e strategico sono determinate transitoriamente dalle imprese di stoccaggio. In seguito l'Autorità determina le tariffe tenendo conto della necessità di non penalizzare le aree del Paese con minori dotazioni infrastrutturali, di incentivare gli investimenti per potenziare la capacità di stoccaggio, tenendo conto del particolare rischio associato alle attività minerarie e della immobilizzazione del gas per assicurare le prestazioni di punta.

Altri temi di rilievo, all'interno del decreto sono i seguenti:

- la previsione di misure per incentivare la conversione a stoccaggio di gas naturale dei giacimenti in fase avanzata di coltivazione, al fine di garantire un maggior grado di sicurezza del sistema nazionale del gas. A decorrere da 1° gennaio 2000 il 5% delle entrate derivanti dal versamento delle aliquote di prodotto della coltivazione è destinato ad un contributo ai titolari di concessione di coltivazione o di stoccaggio in misura non superiore al 40% dei costi documentati per l'effettuazione di studi, analisi, prove di iniezione volte ad accertare l'idoneità del giacimento all'attività di stoccaggio o all'incremento della capacità di stoccaggio.
- il Ministero se ritiene possibile la conversione a stoccaggio di gas naturale dei giacimenti in fase avanzata di coltivazione, previa consultazione del comitato tecnico degli idrocarburi e la geotermia, pubblica le informazioni ricevute a riguardo nel bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia, stabilendo un termine per la presentazione in concorrenza da parte degli interessati, in possesso dei requisiti di legge, di domande per l'ottenimento di una concessione di stoccaggio. Nel caso di concorrenza tra più domande, la concessione è attribuita, sentito il comitato tecnico degli idrocarburi e la geotermia, in funzione di criteri di selezione obiettivi e non discriminatori e previo pagamento al titolare della relativa concessione di coltivazione di un adeguato corrispettivo.

2.3.2 Decreto Ministeriale 27 marzo 2001

Il D.M. 27/03/2001 "*Determinazione dei criteri per la conversione in stoccaggio di giacimenti in fase avanzata di coltivazione, ai sensi dell'art. 13 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164*" specifica i quattro criteri per l'idoneità alla conversione in stoccaggio di un giacimento in avanzata fase di coltivazione:

1. presenza di una trappola con una roccia di copertura con caratteristiche tali da garantire la tenuta idraulica verso formazioni soprastanti;
2. elevata percentuale delle riserve prodotte, rispetto alle riserve originariamente in posto, tenuto conto delle rivalutazioni intervenute;
3. efficienza allo stoccaggio superiore al 30%, definita come rapporto tra il working gas e la somma del working gas e del cushion gas, sia in termini di reali prestazioni erogative sia di economicità;
4. porosità dell'ordine, o superiore, al 20%, e permeabilità dell'ordine, o superiore, a 20 mD.

Il Decreto stabilisce inoltre la procedura per l'attribuzione di concessioni di stoccaggio relative a giacimenti in coltivazione e i dati che devono essere presentati a supporto della richiesta.

Nel caso in cui venga presentata al Ministero dello Sviluppo Economico una istanza di rinuncia relativamente ad una concessione di coltivazione, il Ministero, valutata l'eventuale idoneità ed opportunità della conversione in stoccaggio del giacimento cui essa si riferisce, può avviare una procedura per l'attribuzione del giacimento stesso in concorrenza in concessione di stoccaggio. Il Decreto prevede la costituzione di una banca dati dei giacimenti in avanzata fase di coltivazione e stabilisce, infine, specifiche procedure per:

- l'ampliamento delle capacità di stoccaggio in concessioni di stoccaggi vigenti;
- l'attribuzione di concessioni di stoccaggio su giacimenti esauriti;
- l'attribuzione di concessioni di stoccaggio non prorogate, decadute o rinunciate.

2.3.3 Il Decreto Ministeriale 9 maggio 2001

Il D.M. 9/05/2001 "*Criteri che rendono tecnicamente ed economicamente realizzabili i servizi di stoccaggio*" stabilisce:

1. i principi in base ai quali si considerano tecnicamente ed economicamente realizzabili i servizi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione;
2. le modalità di comunicazione al Ministero da parte dei titolari di concessione di coltivazione delle disponibilità di stoccaggio necessarie per la modulazione della produzione derivante dai giacimenti in concessione;

3. i limiti e le norme tecniche per disciplinare il riconoscimento delle capacità di stoccaggio strategico di modulazione, anche in relazione alla capacità di punta degli stoccaggi stessi;
4. le direttive transitorie per assicurare l'avvio del ciclo di riempimento degli stoccaggi nazionali, al fine di salvaguardare il sicuro funzionamento del sistema stesso e le esigenze di modulazione di clienti.

2.3.4 Il Decreto Ministeriale 26 settembre 2001

Il D.M. 26/9/2001 stabilisce:

1. le modalità di determinazione e di erogazione dei volumi di stoccaggio strategico;
2. le disposizioni per la gestione di eventuali emergenze durante il funzionamento del sistema gas;
3. misure transitorie per assicurare l'avvio della fase di erogazione 2001-2002 degli stoccaggi nazionali.

Per quanto riguarda la determinazione dello stoccaggio strategico, le imprese di gas che intendono effettuare importazioni di gas nel corso dell'anno contrattuale di stoccaggio successivo sono tenute a comunicare al Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) i programmi di importazione per ciascuna infrastruttura di approvvigionamento, specificando la provenienza del gas. Il MSE determina la portata massima relativa alla maggiore delle importazioni provenienti da Paesi non appartenenti all'Unione europea, la disponibilità che deve essere garantita dal sistema degli stoccaggi ed i corrispondenti volumi di stoccaggio strategico necessari. Il Ministero comunica tali dati all'Autorità, la quale ripartisce il servizio di stoccaggio strategico tra le imprese di stoccaggio entro il seguente 15 febbraio.

Entro il 1° Marzo le imprese di stoccaggio pubblicano le disponibilità di stoccaggio strategico di loro competenza e le condizioni per l'accesso a tale servizio.

Entro il 15 Marzo di ciascun anno, le imprese del gas che intendono effettuare nell'anno contrattuale successivo delle importazioni di gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione europea, sono tenute a stipulare un contratto con le imprese di stoccaggio per la disponibilità di stoccaggio strategico in funzione dei volumi di gas da importare.

L'erogazione dello stoccaggio strategico è in via generale effettuata nei seguenti casi:

- interruzione o riduzione delle importazioni da Paesi non appartenenti all'Unione europea;
- interruzione o riduzione delle importazioni da Paesi appartenenti all'Unione europea ed emergenze sulla rete nazionale dei gasdotti;
- stagione invernale globalmente fredda.

Il Decreto Ministero inoltre istituisce un Comitato Tecnico di emergenza e monitoraggio, con il compito di formulare proposte per la definizione delle possibili situazioni di emergenza, individuare gli strumenti di intervento, effettuare periodicamente il monitoraggio.

2.3.5 Delibera 26/02 dell'AEEG

La Delibera 26/02 "Criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas naturale" dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe e il loro aggiornamento per le imprese che svolgono il servizio di stoccaggio in campi con pressione massima pari o superiore al 90% della pressione iniziale.

La delibera definisce altresì:

- il servizio regolato di modulazione ciclica attraverso quattro specifici elementi (disponibilità di servizio da assegnare secondo priorità stabilite dall'Autorità; base continua e durata pari ad un Anno Termico; due fasi, distinte su base stagionale, di iniezione ed erogazione; rispetto, in fase di erogazione di "proporzioni determinate di punta giornaliera e di volume residuo di gas");
- le regole provvisorie per il conferimento della capacità e per il bilanciamento;
- il riconoscimento alle imprese che gestiscono campi non ancora a regime e alle imprese che avviano il servizio di stoccaggio attraverso nuovi campi la facoltà di optare per la libertà tariffaria, al fine di incentivare l'approntamento di nuovi giacimenti di stoccaggio e di tipologie innovative di servizio.

Le imprese che avviano il servizio di stoccaggio mediante nuovi campi o che svolgono il servizio di stoccaggio in campi con pressione massima inferiore al 90% della pressione iniziale hanno la facoltà di chiedere all'Autorità la determinazione delle tariffe per singolo campo, sulla base dei dati risultanti dal bilancio dell'esercizio precedente l'anno termico di applicazione della tariffa, del corrispettivo per l'attribuzione della concessione dello stoccaggio e delle capacità dichiarate dall'impresa. Le imprese di stoccaggio che non esercitano la facoltà sopra indicata fissano e pubblicano le tariffe per tre anni a decorrere dal primo anno termico successivo alla data di entrata in funzione del campo e, nel caso di campi attivi alla data di entrata in vigore della delibera non a regime, fino alla fine del primo periodo di regolazione.

2.3.6 Legge 23 agosto 2004 n° 239 – Legge Marzano

La Legge Marzano "Riordino del settore energetico nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in tema di energia" individua, tra i compiti dello Stato nel settore del gas naturale:

- 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;
- le determinazioni inerenti lo stoccaggio di gas naturale in giacimento;
- 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.

Per quanto riguarda, nello specifico, l'attività di stoccaggio, i punti di maggior rilievo sono i seguenti:

- l'attività di stoccaggio sotterraneo di idrocarburi è attribuita in concessione secondo le disposizioni di legge;
- al fine di assicurare "la sicurezza, flessibilità e continuità degli approvvigionamenti di energia", l'articolo 17 prevede per "i soggetti che investono (...) nella realizzazione (...) di nuovi stoccaggi in sotterraneo di gas naturale, o in significativi potenziamenti delle capacità delle infrastrutture esistenti (...), la possibilità di richiedere un'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi per la capacità di nuova realizzazione. L'esenzione è accordata, caso per caso, per un periodo di almeno venti anni e per una quota di almeno l'80% della nuova capacità, dal Ministero delle Attività produttive, previo parere dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas". La quota residua della nuova capacità di stoccaggio viene allocata secondo procedure definite dall'Autorità, in base a criteri di efficienza, economicità e sicurezza del sistema;
- i titolari di concessioni di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo possono usufruire di non più di due proroghe di dieci anni, qualora abbiano eseguito i programmi di stoccaggio e adempiuto a tutti gli obblighi derivanti dalle concessioni medesime.

2.3.7 Delibera n. 119/05,

In base alla Direttiva 2003/55/CE e alla Direttiva 2004/67/CE, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, ha emanato il 21 giugno 2005 la Delibera n. 119/05, recante l'"Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale, obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio e norme per la predisposizione dei codici di stoccaggio".

2.3.8 Segnalazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas al Parlamento e al Governo in materia di stoccaggi sotterranei di gas naturale

In questo documento del 3 Agosto 2005 si evidenzia la necessità di procedere al potenziamento dell’attività di stoccaggio di gas come attività strategica.

2.3.9 Decreto ministeriale del 26 agosto 2005

Tale Decreto riporta le “Modalita' di conferimento della concessione di stoccaggio di gas naturale in sottterraneo, approvazione del relativo disciplinare tipo nel quale sono previste le modalita' di attuazione delle attivita' di stoccaggio, gli obiettivi qualitativi, i poteri di verifica, le conseguenze di eventuali inadempimenti e sostituisce il disciplinare tipo approvato con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 28 luglio 1975”.

2.3.10 Decreto Ministeriale del 3 novembre 2005

Il decreto riporta i “Criteri per la determinazione di un adeguato corrispettivo per la remunerazione dei beni destinati ad un concessionario per lo stoccaggio di gas naturale, ai sensi dell’articolo 13, comma 9, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.”.

Tale Decreto MAP, ex articolo 13, comma 9 del Decreto Legislativo 23/5/2000, n. 164 disciplina le modalità di assegnazione delle Concessioni di Stoccaggio Gas in giacimenti esauriti.

2.4 NORMATIVA REGIONALE DI SETTORE

2.4.1 Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)

Il Piano Energetico Regionale costituisce il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che assumono iniziative in campo energetico nel territorio di riferimento.

Esso contiene gli indirizzi, gli obiettivi strategici a lungo, medio e breve termine, le indicazioni concrete, gli strumenti disponibili, i riferimenti legislativi e normativi, le opportunità finanziarie, i vincoli, gli obblighi e i diritti per i soggetti economici operatori di settore, per i grandi consumatori di energia e per l'utenza diffusa.

La programmazione energetica regionale viene attuata anche per "regolare" ed indirizzare la realizzazione degli interventi determinati principalmente dal mercato libero dell'energia (DLgs n. 79/99 e DLgs n. 164/00).

La Pianificazione energetica si accompagna a quella ambientale per gli effetti diretti ed indiretti che produzione, trasformazione, trasporto e consumi finali delle varie fonti tradizionali di energia producono sull'ambiente. Il Piano può essere guidato anche da funzioni "obiettivo" tipicamente ambientali, come il perseguimento degli obiettivi di Kyoto, mediante una serie di misure di natura energetica e di innovazioni tecnologiche, e in tal caso diventa Piano Energetico Ambientale Regionale.

Il PEAR prende le mosse da una attenta valutazione delle condizioni al contorno nelle quali il settore energetico regionale agisce. Tali condizioni al contorno sono determinate sostanzialmente da:

- Contesto economico e politico-istituzionale sia a livello comunitario che nazionale;
- Bilancio Energetico Regionale (BER) degli ultimi decenni (a partire dal 1970);
- Strumenti di pianificazione regionale e locale relativi ad altri campi, settori ed attività.

La conoscenza delle condizioni al contorno permette la elaborazione degli scenari di evoluzione a medio termine (anno 2015) di tutto il comparto energetico, al fine di fornire il quadro di riferimento su:

- Governo della domanda di energia;
- Governo dell'offerta di energia;
- Contenimento delle emissioni di gas climalteranti.

Tre sono gli assi principali e costitutivi del PEAR:

- Risparmio energetico tramite un vasto sistema di azioni diffuse sul territorio e nei diversi settori del consumo, soprattutto nel terziario e nel residenziale;
- Impiego delle energie rinnovabili con particolare riferimento all'energia eolica, solare in edilizia, ed alle biomasse di origine agro-forestale anche per la produzione di biocarburanti;
- Ecoefficienza energetica con particolare riferimento ai sistemi distrettuali delle imprese, ad una forte e diffusa azione di innovazione tecnologica e gestionale, alla produzione distribuita di energia elettrica ed energia termica presso consistenti bacini di utenza localizzati in numerose valli marchigiane e lungo la fascia costiera. L'efficienza è intesa nei confronti della produzione distribuita sia di energia elettrica sia di energia termica presso i diversi bacini di utenza marchigiani. In questo discorso si inserisce anche l'attività di stoccaggio volta a far fronte ai periodi di maggior richiesta di gas naturale.

Il Piano interviene inoltre sulla necessità di rendere equilibrato al massimo grado il settore energetico regionale agendo soprattutto sul deficit del comparto elettrico per garantire il

pieno sostegno allo sviluppo economico e sociale delle Marche. In questo senso risulta centrale il criterio della produzione distribuita e non concentrata di energia.

Limitatamente al tema del presente progetto, gli impianti di stoccaggio sono finalizzati a garantire l'efficienza dell'offerta anche nei periodi di maggiore richiesta.

2.4.2 Analisi del Settore energetico

L'analisi di seguito presentata, relativa alla situazione internazionale e italiana del mercato del gas per l'anno 2008, è stata desunta dalla "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta" dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG, 2009).

2.4.3 Mercato internazionale del gas naturale

Nel 2008 la stasi o calo dei consumi di petrolio e carbone, registrata quasi ovunque nell'area OCSE (Organisation for Economic Co-operation and Development), non si è verificata per il gas naturale. Il consumo di gas è infatti cresciuto apprezzabilmente nella maggior parte dei Paesi OCSE in relazione alle condizioni climatiche più rigide rispetto ai 2 anni precedenti e all'aumento della generazione elettrica a base di gas naturale, sostenuta anche dai prezzi più favorevoli rispetto al carbone e al petrolio, almeno nella prima parte del 2008. Vi sono state, tuttavia, notevoli differenze tra Paesi con aumenti piuttosto elevati (in Giappone, Regno Unito e Spagna) e cali altrettanto cospicui (in Australia, Canada e Germania). Tuttavia, dai dati disponibili per gli ultimi mesi è evidente che la crisi economica sta deprimendo anche i consumi di gas naturale negli usi diretti, nell'industria manifatturiera e nella generazione elettrica. Infatti, nonostante l'inverno più rigido, i consumi al picco invernale non si discostano significativamente da quelli degli anni precedenti, mentre è rimasto costante o diminuito il distacco tra massimo invernale e minimo estivo.

Nell'Unione europea l'aumento del 2% nei consumi di gas rispetto al 2007 si è concentrato in 4 Paesi (Francia, Paesi Bassi, Spagna e Regno Unito) mentre nella maggioranza dei Paesi membri (18 su 27) la variazione è stata prossima a zero o negativa.

Tabella 2.1- Consumo settoriale di gas nei Paesi membri dell'Unione europea negli ultimi due anni e previsioni al 2030 - G(m³) (Fonte: AEEG)

PAESI	ANNO 2007				ANNO 2008	ANNO 2030	
	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	USI CIVILI E ALTRO ^(A)	TOTALE		CONSUMI TOTALI	GENERAZIONE ELETTRICA
Austria	3,1	2,9	2,1	8,1	8,6	11,4	2,9
Belgio	6,5	5,4	5,6	17,5	17,6	21,3	8,2
Bulgaria	1,1	0,9	1,4	3,4	3,3	4,5	1,0
Danimarca	1,0	0,8	2,4	4,1	4,1	3,3	0,7
Estonia	0,5	0,1	0,5	1,0	1,0	1,1	0,2
Finlandia	2,3	0,9	1,3	4,4	4,6	5,0	3,0
Francia	16,7	0,5	28,6	45,8	47,4	53,0	3,6
Germania	37,0	9,8	39,2	86,0	85,1	107,1	24,3
Grecia	0,7	2,9	0,3	4,0	4,2	7,7	5,4
Irlanda	0,5	3,3	1,2	5,0	5,3	5,5	2,9
Italia	19,6	33,5	29,8	82,9	82,8	114,3	49,4
Lettonia	0,3	0,9	0,3	1,6	1,6	2,9	1,2
Lituania	1,8	1,3	0,3	3,4	3,1	5,0	2,4
Lussemburgo	0,4	0,6	0,4	1,4	1,3	1,7	0,7
Paesi Bassi	15,9	8,1	15,8	39,8	41,4	44,9	15,2
Polonia	7,6	1,0	5,3	13,9	14,2	27,7	2,6
Portogallo	1,4	1,1	1,8	4,2	4,6	6,9	3,9
Regno Unito	12,2	34,9	50,4	97,6	101,8	83,1	24,9
Repubblica Ceca	4,9	0,0	3,8	8,7	8,7	10,7	1,0
Romania	5,0	4,0	6,5	15,5	14,4	23,1	3,1
Slovacchia	2,9	0,0	2,6	5,5	5,5	10,1	2,3
Slovenia	0,7	0,0	0,3	1,1	1,0	1,9	0,4
Spagna	19,3	13,1	5,2	37,6	41,4	39,6	10,1
Svezia	0,5	0,4	0,2	1,1	1,0	3,5	0,7
Ungheria	1,9	4,5	6,4	12,8	12,7	18,1	5,6
Unione europea ^(B)	163,9	130,9	211,6	506,4	516,7	613,5	175,5

Il forte aumento della produzione nei Paesi Bassi e in Danimarca (rispettivamente 10,9% e 9,4%) è stato insufficiente a compensare il calo della produzione di Regno Unito, Italia e Germania: per far fronte all'incremento della domanda le importazioni in Europa sono quindi aumentate in modo consistente.

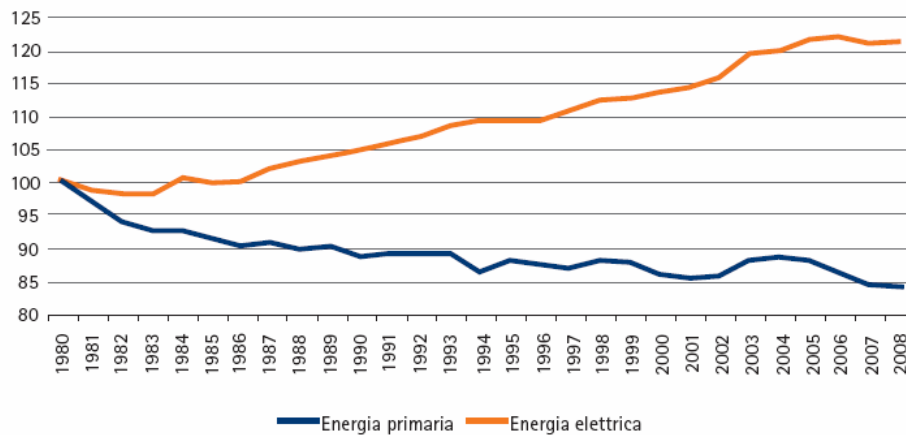
Nell'area del Pacifico la produzione interna è invece calata determinando una forte crescita delle importazioni che rappresentano ormai l'86% dei consumi, rispetto al 59% dell'Europa e al 16% del Nord America.

2.4.4 Domanda e offerta di energia in Italia

Il 2008 è il quarto anno consecutivo in cui l'Italia ha subito un calo dei consumi di energia primaria. Dopo il valore massimo di 196,7 Mtep raggiunto nel 2004, il fabbisogno di energia per i consumi interni è calato di 0,7 Mtep nel 2005 e 2006, di 1,3 Mtep nel 2007. Nel 2008 ha raggiunto 192,1 Mtep con un ulteriore calo di ben 2,1 Mtep. Si tratta dunque di una diminuzione complessiva di 4,8 Mtep in 5 anni. Il calo è solo in parte la conseguenza della scarsa (o negativa) crescita economica, come rilevato nella Figura 2.1 che illustra il trend calante del rapporto tra fabbisogno di energia primaria e PIL verificatosi negli ultimi tre

decenni, correlato con il continuo miglioramento del rendimento del sistema energetico nel suo complesso.

Figura 2.1- Intensità energetica del PIL dal 1980 al 2008 (Numeri indice 1980 = 100) (Fonte: AEEG)



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero dello sviluppo economico e Istat.

In parallelo, si rileva comunque che il rapporto tra energia elettrica e PIL continua a crescere, seppure in modo non continuo.

Nel 2008, la caduta del fabbisogno elettrico è stata inferiore a quella del PIL (-0,7% contro -1,0%), in modo che il rapporto è marginalmente cresciuto.

La Tabella 2.2, che confronta il bilancio dell'energia del 2008 con quello del 2007, offre una sintetica chiave di lettura dei cambiamenti avvenuti nel sistema energetico nazionale nel corso dell'ultimo anno. Il fabbisogno o disponibilità di energia per i consumi interni, di cui sopra, è la risultante ottenuta sommando la produzione interna alle importazioni e sottraendo le esportazioni e le variazioni delle scorte. Prima di essere accessibile per gli usi finali, tale energia deve essere trasformata nelle fonti finali impiegate nei processi di consumo e trasportata sul luogo di utilizzo finale. Nei bilanci abbreviati riportati nella tavola, l'energia necessaria per passare dall'energia primaria all'energia finale viene raggruppata in due settori: trasformazione in energia elettrica e consumi e perdite del settore energetico, che include la raffinazione e la cokefazione nonché l'energia spesa per il trasporto e la distribuzione delle fonti finali.

Tabella 2.2 - Bilancio dell'energia in Italia nel 2007 e nel 2008

Mtep (Fonte: AEEG)

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNO- VABILI	ENERGIA ELETTRICA(A)	TOTALE
ANNO 2008						
Produzione	0,56	8,01	5,86	13,55	0,00	27,98
Importazione	16,76	63,42	101,62	0,73	9,46	191,98
Esportazione	0,14	0,17	28,41	0,10	0,76	29,57
Variazione scorte	0,13	0,85	-0,99	0,02	0,00	0,00
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	16,96	70,03	79,44	16,95	8,70	192,07
Consumi e perdite del settore energetico	-0,76	-1,23	-5,38	-0,10	-42,08	-49,55
Trasformazione in energia elettrica	-11,69	-28,30	-5,91	-13,87	59,77	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	4,50	40,50	68,14	2,98	26,40	142,52
- industria	4,36	14,37	7,12	0,36	11,63	37,83
- trasporti	0,00	0,53	42,60	0,60	0,93	44,66
- usi civili	0,01	24,67	5,06	1,80	13,36	44,90
- agricoltura	0,00	0,16	2,41	0,22	0,48	3,27
- sintesi chimica	0,13	0,78	7,20	0,00	0,00	8,11
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,76	0,00	0,00	3,76
ANNO 2007						
Produzione	0,54	8,01	5,86	13,57	0,00	27,98
Importazione	16,83	61,01	107,82	0,74	10,77	197,17
Esportazione	0,19	0,06	30,76	0,01	0,58	31,59
Variazione scorte	-0,02	-1,08	0,46	0,00	0,00	-0,65
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	17,21	70,04	82,46	14,30	10,18	194,20
Consumi e perdite del settore energetico	-0,77	-1,27	-6,08	-0,10	-42,76	-50,99
Trasformazione in energia elettrica	-11,94	-28,29	-7,25	-11,70	59,18	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	4,50	40,48	69,13	2,50	26,60	143,21
- industria	4,36	15,81	7,15	0,37	12,00	39,68
- trasporti	0,00	0,49	43,39	0,16	0,90	44,93
- usi civili	0,01	23,25	5,11	1,76	13,22	43,34
- agricoltura	0,00	0,16	2,46	0,22	0,49	3,32
- sintesi chimica	0,13	0,78	7,47	0,00	0,00	8,38
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,56	0,00	0,00	3,56

Ad eccezione delle fonti rinnovabili, straordinariamente cresciute del 20%, la produzione delle fonti primarie di energia è diminuita, nel corso del 2008, del 4,6% per il gas naturale e dell'11% per il petrolio. A ciò può avere contribuito il ristagno nel fabbisogno, ma almeno per il gas naturale un calo era in ogni caso atteso, visti i deboli investimenti in attività di esplorazione e sviluppo effettuati nell'ultimo decennio.

L'andamento dell'import/export è risultato assai diversificato a seconda della fonte. La riduzione del fabbisogno e la debolezza dei mercati internazionali hanno risparmiato l'Italia da un ulteriore aumento delle importazioni di idrocarburi, che si sono complessivamente ridotte di 3,8 Mtep (dell'1,2% rispetto al 2007). Tuttavia, tale diminuzione risulta dalla compensazione tra un forte calo delle importazioni di greggio e semilavorati (-5,7%) e il significativo aumento delle importazioni di gas naturale (3,9%). La caduta delle importazioni di greggio e semilavorati si spiega con il crollo dei mercati internazionali che ha determinato la riduzione delle esportazioni di raffinati, ma anche con il calo del mercato interno. La differenza tra domanda e offerta è andata a ingrossare le scorte di prodotti finiti (+1,0

Mtep). Viceversa, l'aumento delle importazioni di gas naturale, a fronte di una domanda praticamente invariata, si spiega con la diminuzione delle importazioni nel 2007 per via del forte prelievo dagli stoccaggi colmati nell'anno precedente, mentre le importazioni in eccesso nel 2008 sono state immesse negli stoccaggi.

2.4.5 COM(2008) 769

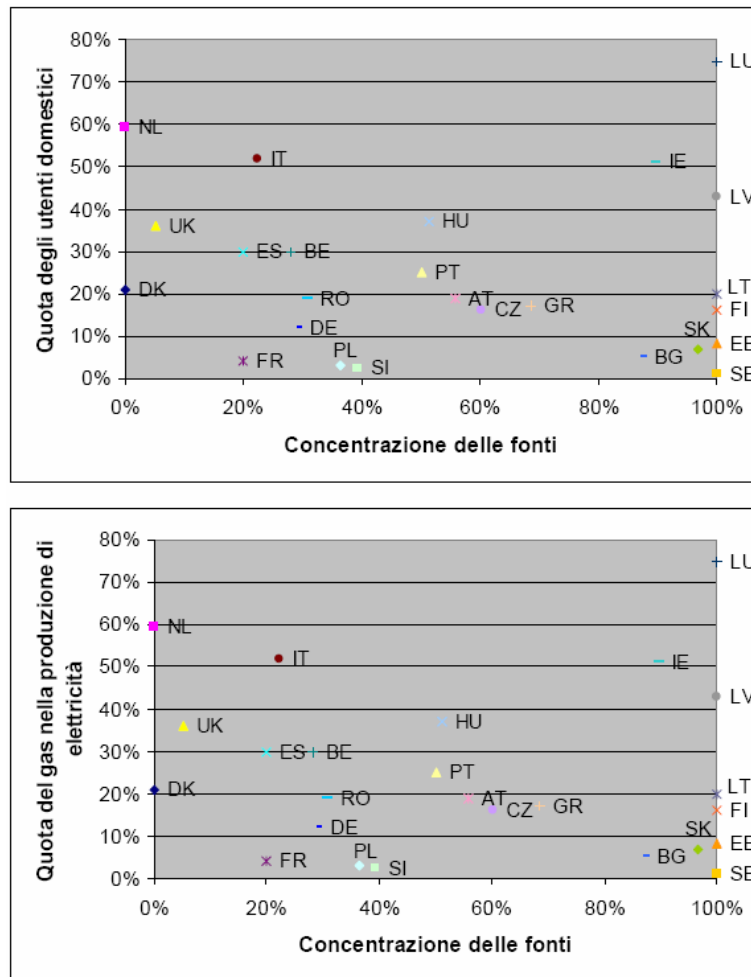
La Commissione della Comunità europea, ai sensi dall'articolo 6 comma 3 della direttiva 2004/67/CE, ha valutato il modo in cui la direttiva stessa è stata attuata nei singoli Stati membri. La Comunicazione COM(2008) 769 riassume le più importanti constatazioni emerse, delle quale di seguito vengono menzionate quelle di maggior interessere il progetto in esame.

1) Gli stock strategici di gas sono costituiti dall'accumulo di gas naturale da utilizzare esclusivamente in situazioni di emergenza, e dunque inaccessibile in condizioni di normale funzionamento del mercato. L'accumulo di gas naturale è costoso: il costo per unità d'energia è molto più elevato che per il petrolio (circa 16,7 milioni di euro per PJ, contro 3,33 per il petrolio¹³). Inoltre in determinate regioni le condizioni geologiche possono limitare la creazione di impianti di accumulo di gas.

Gli Stati membri hanno livelli d'esposizione ai rischi diversi e perciò esigenze diverse in materia di sicurezza dell'approvvigionamento di gas (vedi anche punto 2). Può darsi che gli stock strategici siano a medio termine la soluzione preferibile, o la sola soluzione possibile, per i paesi che dipendono da un'unica fonte d'approvvigionamento e che hanno una quota elevata di domanda non interrompibile. La Commissione non propone obblighi a livello dell'UE per quanto riguarda gli stock strategici. Se uno Stato membro sceglie questa soluzione come misura nazionale, l'utilizzo degli stock strategici deve essere attentamente regolamentato per evitare distorsioni del mercato: gli stock strategici non devono essere liberati in situazioni che non sono di crisi allo scopo di incidere sul valore di stoccaggio e su altri strumenti di flessibilità elaborati in condizioni di mercato concorrenziale. Occorre incoraggiare lo sviluppo degli impianti di stoccaggio commerciale.

2) I grafici che seguono illustrano il livello di vulnerabilità degli Stati membri in funzione della concentrazione delle loro fonti d'approvvigionamento, la quota rappresentata dagli utenti domestici nel consumo totale nonché la quota rappresentata dal gas nella produzione di elettricità. In mancanza di misure precauzionali come lo stoccaggio, i paesi situati nel quadrante superiore destro sono più vulnerabili, con un consumo degli utenti domestici elevato combinato ad una bassa diversificazione delle fonti.

Figura 2.2 – Concentrazioni delle fonti



2.5 PIANIFICAZIONE TERRITORIALE

Di seguito si propone una descrizione di dettaglio del regime vincolistico sovraordinato e della pianificazione urbanistica e territoriale dell'area in esame. Vengono inoltre definite, ove presenti, le eventuali interferenze indotte dai lavori in progetto.

2.5.1 Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (P.T.C.P.)

Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) della Provincia di Ascoli Piceno (*Allegato 005*) costituisce strumento d'indirizzo e di riferimento per i Piani territoriali, urbanistici e paesistico-ambientali che si intendono attuare a livello comunale o sovracomunale del territori (Norme Tecniche Attuazione – Art. 1).

La zona di interesse è sita nel sistema socio-economico Ambito Costiero e nel sistema ambientale "Alta vulnerabilità degli acquiferi"

Nei suoi pressi sono previste le seguenti proposte di Piano:

- Ampliamento A 14 (terza corsia);
- Metropolitana di superficie;
- Elettificazione tratto Ascoli – Porto D'Ascoli (ferrovia regionale)

A nord-est della zona di interesse e ad alcune centinaia di metri insiste un breve tratto di tracciato "Aree Centuriate".

In riferimento al coordinamento tra le norme sulla pianificazione territoriale e tutela ambientale e le norme derivanti dal D.Lgs. 334/99 e s.m.i., in particolare in riferimento al D.M. LL.PP. del 09/05/2001, per l'area circostante l'ubicazione del progetto in esame non sono presenti indicazioni relative a precedenti valutazioni di compatibilità territoriale ed ambientale per stabilimenti industriali ricadenti nel campo di applicazione del D.Lgs.334/99 e s.m.i..

Tali valutazioni, per la Centrale di stoccaggio San Benedetto, rientrando nel campo di applicazione del D.Lgs.334/99 e s.m.i., dovranno essere effettuate a seguito dell'istruttoria del Rapporto di Sicurezza di cui all'art.8 del D.Lgs. 334/99 e s.m.i..

(Fonte: P.T.C. Provincia di Ascoli Piceno – Variante 2006 – D.C.P. n.90 del 06/09/2007).

2.5.2 Vincolo paesaggistico (D.Lvo 42/2004 artt. 134, 136)

Il sito in predicato di trasformazione non interferisce con aree sottoposte a vincolo paesaggistico: nell'area vasta queste sono individuabili ad alcuni Km di distanza sul rilievo collinare di Martinsicuro (TE) in territorio regionale abruzzese (*Allegato 006*).

(Fonte: MiBAC Ministero per i Beni e le Attività Culturali – Direzione Generale per i Beni Architettonici e Paesaggistici).

2.5.3 Vincoli archeologici (art. 142, c. 1, lett.m D.Lvo 42/2004 e s.m.i.)

L'area interessata dal progetto è prossima ma all'esterno di un'ampia "Area con presenze archeologiche" – segnalazione preventiva per interventi edilizi e movimenti terra". I lavori di escavazione saranno supervisionati dalla locale Soprintendenza Archeologica, se richiesto. Più a nord, in prossimità della S.S.4 Via Salaria, ben distanti dall'area di progetto, esistono dei fabbricati con valenza storico-architettonica: "Patrimonio edilizio da tutelare" (*Allegato 007*).

(Fonte: variante al P.R.G. del Comune di San Benedetto del Tronto. D.G.R. n.8369 del 27/11/90).

2.5.4 Fasce di rispetto fluviale e costiero (art. 142, c. 1, lett. a.- c. - D. Lgs. 42/2004 e s.m.i.)

Le strutture di progetto non impegnano fasce di rispetto fluviale né quella di rispetto costiero ai sensi del D. Lgs. 42/2004 e s.m.i.. A nord della futura centrale e a pochi metri dalla stessa, insiste il canale "Fosso Collettore" nel quale confluiscono a fini irrigui, in determinati periodi dell'anno, le acque del fiume Tronto; l'andamento del "Fosso Collettore" è stato normalizzato alle esigenze dell'espansione urbana (*Allegato 008*).

(Fonte: MiBAC Ministero per i Beni e le Attività Culturali – Direzione Generale per i Beni Architettonici e Paesaggistici).

2.5.5 Aree boscate (art. 142, c. 1, lett.g. - D. Lgs. 42/2004 e s.m.i.)

Nell'area di studio le aree boscate manifestano una decisa marginalità: lembi di vegetazione riparia sono relegate in prossimità dell'alveo del fiume Tronto (in alcuni tratti) od episodicamente all'interno dei fossi che drenano le acque del piano; quante leggere di formazioni xeriche (essenze quercine, carpineti; formazioni a Robinia pseudoacacia e ad Ailanto prevalenti), in ambito rurale lungo le scarpate non coltivabili.

Trattasi, dunque, di formazioni ripariali nel primo caso e di forme di degradazione di quercete caducifoglie nella seconda. L'area di interesse non impegna alcuna area boscata (*Allegato 009*).

Si rammenta come la Legge Forestale Regionale (L.R. n° 6/2005), che "disciplina le azioni e gli interventi diretti allo sviluppo del settore forestale, nonché alla salvaguardia dei boschi, delle siepi, degli alberi e dell'assetto idrogeologico del territorio" (art. 1):

- definisce il concetto tecnico – pratico di "bosco" (art. 2 comma 1 punto e);
- ribadisce le competenze dell'Amministrazione Provinciale in materia di tagli boschivi (art. 10);
- estende il Vincolo Idrogeologico (RD 3267/'23) a tutti i boschi delle Marche (art. 11).

(Fonte: Rilievo aerofotogrammetrico e verifiche di campo 2009).

2.5.6 Aree protette (L. 394/1991) – Rete Natura 2000 - S.I.C. – Z.P.S. - IBA

L'area di intervento è posta all'esterno di Aree protette (*Allegato 010*). Ad oltre 1000 m di distanza dal suo perimetro, in direzione della costa (est), insiste la Riserva Naturale Regionale "Sentina".

Al suo interno, con dimensioni più limitate ma territorialmente coincidenti, si individuano il sito Z.P.S. IT 5340022 "Litorale di Porto D'Ascoli (La Sentina)" ed il sito S.I.C. IT 5340001 "Litorale di Porto D'Ascoli, il sito I.B.A. 087 "Sentina".

Tra la centrale in progetto e le aree protette insistono la grande viabilità nazionale, l'Autostrada A14, la piattaforma ferroviaria nazionale e regionale, nuclei d'insediamento residenziale e produttivo.

Questa separazione fisica, unitamente alle peculiarità "costiere" delle aree protette, escluderebbe qualunque interferenza diretta od indiretta tra i lavori in progetto e gli habitat e con le emergenze floristiche, vegetazionali e faunistiche in esse contenute.

(Fonte : Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. P.C.N. Progetto Natura)

2.5.7 Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (P.S.A.I.) - Carta del dissesto

I nuovi lavori in progetto sono posti in area stabile: nessuna area di rischio è intersecata (*Allegato 011*).

(Fonte: Autorità di Bacino Interregionale del fiume Tronto. Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico – Carta del dissesto delle aree esondabili – adottato con D.C.I. n.3 del 07/06/2007).

2.5.8 Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (P.S.A.I.) – Carta del rischio esondazione

La piazzola esistente ed in nuovi lavori, comunque inseriti in un contesto potentemente infrastrutturato e sede di insediamenti civili e produttivi, è posto in zona E2 – rischio medio (aree che possono essere interessate dalle piene con tempo di ritorno assimilabile a 200 anni); ma a perimetro con la fascia più esterna E1 – rischio moderato (aree che possono essere interessate dalle piene con tempo di ritorno assimilabili a 500 anni) (*Allegato 012*).

Inoltre secondo l'art. 10 delle "Norme Tecniche di Attuazione" del "Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico del Fiume Tronto" la striscia di terreno di larghezza 30 m per lato misurata a partire dal piede esterno dell'argine o dalla sponda del canale "Fosso Collettore" (corso d'acqua di classe 2) è una fascia fluviali di tutela integrale, in cui sono vietati le nuove costruzioni e gli ampliamenti degli edifici, nonché l'accumulo o lo smaltimento di

rifiuti e/o di qualsiasi tipo di materiali che possano compromettere la sicurezza idraulica in caso di piena.

Una porzione dell'area interessata dal progetto ricade in questa fascia fluviale di tutela integrale (vedere anche *Allegato 031*).

(Fonte: Autorità di Bacino Interregionale del fiume Tronto. Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico - Carta del dissesto delle aree esondabili - adottato con D.C.I. n.3 del 07/06/2007, modifiche ed alcune perimetrazioni adottate con D.S.G. n° 11 del 30.07.2009, Allegato A.

2.5.9 Vincolo Idrogeologico (R.D. 2367/'23)

Il Vincolo Idrogeologico, esteso sulle superfici boscate così come definite nella L.R. n° 6/2005, ha come scopo principale quello di preservare l'ambiente fisico e quindi di impedire forme di utilizzazione che possano determinare denudazione, innesco di fenomeni erosivi, perdita di stabilità, turbamento del regime delle acque ecc., con possibilità di danno pubblico.

Il Vincolo non preclude la possibilità di intervenire sul territorio: le autorizzazioni non vengono rilasciate quando esistono situazioni di dissesto reale, se non per la bonifica del dissesto stesso o quando l'intervento richiesto può produrre i danni di cui all'art. 1 del R.D.L. 3267/23. L'area d'interesse non è ricompresa in aree sottoposte a vincolo Idrogeologico (*Allegato 013*).

(Fonte: P.R.G. Comune di S. B. del Tronto, approvato con D.G.R. n° 8369 del 27/11/90; rilievo aerofotogrammetrico e verifiche di campo 2009).

2.5.10 Uso del Suolo

In un contesto in via di rapida urbanizzazione, potentemente infrastrutturato sul quale residuano aziende agricole irrigue e specializzate, i lavori in progetto trovano allocazione, per la parte del cluster, in seminativi nudi e per la parte della centrale in area: trattasi di area interposta tra insediamenti lineariformi, sviluppatasi lungo la viabilità locale, ed il tracciato dell'Autostrada A 14 corsia sud.

I nuovi lavori, posti al margine del canale collettore e limitrofi alle strutture a gas esistenti, non determineranno effetto cesura su campi aperti (*Allegato 015*).

(Fonte: Rilievo aerofotogrammetrico e verifiche di campo 2009).

2.5.11 Piano Regolatore (P.R.G.): aggiornato al PPAR (Delibera C.R. n° 197 del 3-11-'89)

L'area d'interesse è posta in Zona Agricola Normale (art. 45/2). La tavola tematica allegata (*Allegato 014*), che fornisce indicazioni anche in merito al Piano Paesistico vigente, pone in evidenza di come trattasi di una Zona Agricola di non rilevanti dimensioni assolute, più o meno omogeneamente perimetrata da aree prevalentemente residenziali a nord e produttive a sud in direzione fiume Tronto. Scavalcata la piattaforma autostradale, entro la sua cinta in direzione est, il territorio è omogeneamente urbanizzato.

I nuovi lavori, ancorché in zona agricola, sono arealmente marginali e non creano effetto cesura sul territorio, in quanto prossimi al canale scolmatore.

(Fonte: Variante al P.R.G. del Comune di San Benedetto del Tronto, approvato con Delibera di Giunta Regionale n° 8369 del 27/11/90).

2.5.12 Eventuali interferenze e criticità tra attività previste ed elementi della pianificazione e il regime vincolistico

Nessun elemento vincolistico sovraordinato appare ostativo la cantierizzazione delle opere in progetto.

La Valutazione di Compatibilità Idraulica, che accompagna il presente Studio di Impatto Ambientale, documenta che il progetto non compromette la sicurezza idraulica del sito.

Da un punto di vista urbanistico il tracciato non sembra possedere elementi di criticità: non intersecando zone in predicato di trasformazione, non impone servitù di inedificabilità; la sua posizione marginale minimizza le interferenze con la utilizzabilità attuale o futura di quei suoli.