



REPUBBLICA ITALIANA

Regione Lombardia

BOLLETTINO UFFICIALE

MILANO - MARTEDÌ, 26 GENNAIO 2010

2° SUPPLEMENTO STRAORDINARIO

Sommario

C) GIUNTA REGIONALE E ASSESSORI

DELIBERAZIONE GIUNTA REGIONALE 30 DICEMBRE 2009 - N. 8/10966 (5.3.2)	
Programma delle ricerche e sperimentazione in materia di «Cattura e confinamento dell'anidride carbonica»	42
DELIBERAZIONE GIUNTA REGIONALE 13 GENNAIO 2010 - N. 8/II005 (5.3.2)	
Determinazioni in ordine all'esercizio delle funzioni amministrative regionali in materia di attività estrattive di idrocarburi liquidi e gassosi e di attività di stoccaggio in sottosuolo di gas naturale	53

Anno XL - N. 18 - Poste Italiane - Spedizione in abb. postale - 45% - art. 2, comma 20/b - Legge n. 662/1996 - Filiale di Varese

C) GIUNTA REGIONALE E ASSESSORI

(BUR2008031)

D.g.r. 30 dicembre 2009 - n. 8/10966

(5.3.2)

Programma delle ricerche e sperimentazione in materia di «Cattura e confinamento dell'anidride carbonica»

LA GIUNTA REGIONALE

Vista la Direttiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 29 aprile 2009, relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio e recante modifica della direttiva 85/337/CEE del Consiglio, delle direttive del Parlamento Europeo e del Consiglio 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del Regolamento (CE) n. 1013/2006;

Considerato che la direttiva istituisce un quadro giuridico per lo stoccaggio geologico ambientalmente sicuro di biossido di carbonio (CO₂) con la finalità di contribuire alla lotta contro i cambiamenti climatici;

Considerato che lo stoccaggio ambientalmente sicuro di CO₂ è finalizzato al confinamento permanente di CO₂ in modo da prevenire e, qualora ciò non sia possibile, ridurre il più possibile gli effetti negativi e qualsiasi rischio per l'ambiente e la salute umana;

Vista la legge regionale 29 giugno 2009, n. 10 «Disposizioni in materia di ambiente e servizi di interesse economico generale – Collegato ordinamentale» recante modifiche alla legge regionale 11 dicembre 2006, n. 24 «Norme per la prevenzione e la riduzione delle emissioni in atmosfera a tutela della salute e dell'ambiente»;

Considerato che dopo il Capo III del titolo II della già richiamata legge regionale 11 dicembre 2006, n. 24, è stato inserito il Capo III bis recante l'art. 21-bis «Progetti sperimentali per la cattura ed il confinamento dell'anidride carbonica e relativi impianti pilota»;

Vista la legge 23 luglio 2009, n. 99 «Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia» ed in particolare l'art. 38 – Promozione dell'innovazione nel settore energetico, relativamente alle tecnologie per la cattura e il confinamento dell'anidride carbonica emessa dagli impianti termoelettrici;

Considerato che le disposizioni sopra richiamate definiscono gli obiettivi generali per il confinamento permanente dell'anidride carbonica in modo da prevenire o ridurre il più possibile gli effetti negativi sull'ambiente e qualunque rischio che ne derivi per la salute umana e la sicurezza ambientale tenuto conto anche del progresso tecnico e delle conoscenze scientifiche più recenti;

Preso atto dell'obiettivo unilaterale dell'Unione Europea imposto con il pacchetto Clima ed Energia di riduzione del 20% al 2020 delle emissioni di CO₂ rispetto all'anno 2005 e dell'obiettivo per l'Italia di riduzione delle emissioni imposto dalla ratifica del protocollo di Kyoto da parte dell'Unione europea con una riduzione delle emissioni pari al 6,5% rispetto al 1990 nel periodo 2008-2012;

Ritenuto che la Regione Lombardia nell'ottica integrata di volersi avvalere di una molteplicità di strumenti ai fini della lotta al cambiamento climatico, si propone di valutare l'opzione della «Carbon Capture and Storage» (CCS), promuovendo lo sviluppo di nuove tecnologie per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio dell'anidride carbonica;

Considerato che la Regione Lombardia intende promuovere forme di accordo istituzionale con i produttori di CO₂, collaborazioni con istituti di ricerca e università per lo sviluppo di nuovi aspetti tecnologici e iniziative di collaborazione nell'ambito della definizione dello scenario normativo europeo e nazionale per fornire un chiaro iter autorizzativo riguardante le fasi di cattura, trasporto e stoccaggio dell'anidride carbonica;

Visti i risultati della ricerca «Cattura e stoccaggio geologico di CO₂ in Lombardia», predisposti dall'Istituto Regionale di Ricerca della Lombardia (IRER) su incarico della competente direzione regionale;

Dato atto che il documento di cui sopra contiene elementi e valutazioni innovativi per tenere conto che l'opzione CCS presenta difficoltà di implementazione, costi di cattura ancora molto elevati, tecnologie non ancora consolidate, problematiche di accettabilità pubblica;

Ritenuto di dare attuazione ai risultati della ricerca, sopra in-

dicata, mediante l'individuazione di un sito pilota in ambito regionale per la sperimentazione concreta del processo di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica, adeguato alle caratteristiche del sottosuolo della regione Lombardia;

Dato atto che Regione Lombardia e Ministero dello Sviluppo Economico hanno concordato sull'opportunità della sottoscrizione di un protocollo d'intesa, per l'esercizio coordinato delle rispettive competenze, tra l'altro, nel settore della cattura e stoccaggio della CO₂, con fissazione di obiettivi comuni;

Ritenuto, pertanto, di approvare, ai sensi dell'articolo 21 bis, comma 1, della legge regionale n. 24/2006, il «Programma delle ricerche e sperimentazioni in materia di cattura e confinamento dell'anidride carbonica», di durata triennale, quale supporto ad una riduzione dell'anidride carbonica prodotta dall'attività antropica nella Regione Lombardia;

A voti unanimi espressi nella forma di legge,

DELIBERA

1. Di approvare, ai sensi dell'articolo 6 comma 3-bis, della legge regionale n. 24/2006, il Programma delle ricerche e sperimentazioni in tema di cattura e confinamento dell'anidride carbonica, allegato alla presente deliberazione quale parte integrante e sostanziale.

2. Di dare atto che il programma di cui al punto 1 sarà attuato nel periodo 2010-2012.

3. Di dare atto che il programma di cui al punto 1 potrà essere aggiornato a seguito dell'attuazione della direttiva 2009/31/CE del 23 aprile 2009 e della sottoscrizione del protocollo d'intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico.

4. Di rinviare a successivo provvedimento l'approvazione delle modalità e dei tempi per la realizzazione del programma di ricerche di cui al punto 1).

5. Di disporre la pubblicazione della presente deliberazione, completa del proprio allegato, sul Bollettino Ufficiale della Regione Lombardia.

Il segretario: Pilloni

ALLEGATO

**Programma delle ricerche e sperimentazioni
in materia di cattura e confinamento
dell'anidride carbonica 2010-2012**

In considerazione del fatto che l'opzione CCS presenta difficoltà di implementazione, dati i costi di cattura ancora molto elevati, le tecnologie non ancora consolidate, le incertezze geologiche e le problematiche di accettabilità pubblica che gravano sulle operazioni e i siti di stoccaggio (si veda documento di inquadramento tecnico allegato), il Piano si articola in 4 fasi:

Fase 1: Ricognizione delle tecnologie di cattura e approfondimento del quadro geologico dei siti

L'attività ha come obiettivo una ricognizione delle tecnologie CCS sulla base della quale approfondire, valutare, e selezionare, ottimizzandole, le possibilità di intervento sul territorio lombardo. In particolare andranno valutate le potenzialità e costi dell'opzione CCS per tipologia di applicazione e di tecnologia dell'impianto emettitore. Tale analisi si concentrerà sulle opzioni attuali e previste nel medio termine per la cattura delle CO₂ nonché sulle alternative e sull'analisi del rischio connesso al trasporto della CO₂ catturata fino ai siti di stoccaggio. Infine, l'attività sarà volta all'approfondimento della conoscenza delle unità geologiche profonde, sia in alcune aree già note e oggetto di studi precedenti compiuti dalla Regione Lombardia, sia in altre aree ritenute promettenti. In questo contesto, saranno analizzati sia gli acquiferi salini profondi, sia i giacimenti di idrocarburi esauriti o in via di esaurimento, poiché questi ultimi, sebbene siano caratterizzati da volumi di stoccaggio minori rispetto agli acquiferi, potrebbero essere più adatti per la realizzazione di un impianto pilota.

Fase 2: Misurazioni dell'impatto degli interventi

Al termine prima fase di ricognizione, si potrà produrre una prima valutazione del contributo che l'applicazione del CCS potrebbe fornire al raggiungimento di riduzione delle emissioni di CO₂ per la Regione Lombardia, nello scenario complessivo della molteplicità di opzioni che la Regione vorrà proporre ed attuare (nuovo modello di mobilità sostenibile, sviluppo delle rinnovabili, stimolo all'efficienza energetica).

Fase 3: Public acceptance

Un fattore cruciale per l'effettiva realizzazione di impianti e infrastrutture risiede nell'atteggiamento mostrato dalle comunità di residenti direttamente coinvolti nell'insediamento. Appare pertanto essenziale prevedere, anche attraverso modalità di sondaggi/indagini e un confronto con analoghe esperienze internazionali, quali azioni, attività di divulgazione e informazione, livello di coinvolgimento nelle procedure autorizzative, debbano essere adottate per sensibilizzare le comunità locali.

Fase 4: Progetto pilota

Definizione del progetto di fattibilità industriale per la realizzazione di un impianto pilota: tecnologia, area di intervento, risultati attesi, modalità di finanziamento, partnership. Questa attività si inserisce peraltro nel quadro più ampio delineato dall'art. 38, commi 1 e 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99, in materia di disposizioni per lo sviluppo ed internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia. Tale disposizione legislativa, con riferimento al piano operativo, prevede «la realizzazione di progetti dimostrativi sulla cattura e sullo stoccaggio definitivo del biossido di carbonio emesso dagli impianti termoelettrici nonché realizzazione, anche in via sperimentale, dello stoccaggio definitivo del biossido di carbonio in formazioni geologiche profonde e idonee, anche a fini di coltivazione».

Intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico

La Regione potrà sottoscrivere un protocollo di intesa con il Ministero dello sviluppo economico entro l'anno 2010, al fine di meglio concretizzare gli obiettivi previsti dal Programma regionale.

In particolare, il protocollo d'intesa potrà riguardare:

1. Promozione dello sviluppo di nuove tecnologie per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio di CO₂.
2. Promozione di forme di accordo istituzionali con i produttori di CO₂ e di collaborazioni con istituti di ricerca e università per lo sviluppo di nuovi aspetti tecnologici.
3. Promozione di iniziative di collaborazione nell'ambito della definizione dello scenario normativo europeo e nazionale per fornire un chiaro iter autorizzativo riguardante le fasi di cattura, trasporto e stoccaggio di CO₂.

4. Individuazione nell'ambito della regione Lombardia di un impianto pilota da utilizzare come campo prova per lo stoccaggio di CO₂ prodotta sul territorio lombardo.

Risultati attesi

Il percorso consentirà alla Regione di costruire un quadro approfondito di riferimento che le permetta consolidare la propria politica per la cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica, in termini di linee guida e indicazioni di regolazione, e di «promuovere la ricerca, la sperimentazione e l'innovazione tecnologica nel campo della CCS» ai sensi dell'art. 6, comma 3 bis, della l.r. n. 24/2006.

MODALITÀ E TEMPI DI REALIZZAZIONE DEL PROGRAMMA E ONERI ECONOMICI

Per lo svolgimento del programma la Regione si avvarrà di qualificate competenze selezionate nel mondo scientifico e in quello accademico, sia lombardo, sia nazionale, con il coordinamento scientifico di IReR.

Tempi

Il programma si svolgerà nell'arco del prossimo triennio; nel primo anno saranno sviluppate la prima, la seconda e la terza fase; nel secondo anno sarà definito il progetto pilota e saranno attuate eventuali azioni relative alla terza fase. La sottoscrizione del protocollo di intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico sarà effettuata nel corso dell'anno 2010.

Entro il 2012 saranno definite le linee guida.

DOCUMENTO DI INQUADRAMENTO TECNICO

1 - Emissioni di CO₂ a livello regionale e analisi dello stato dell'arte sulle tecniche di cattura e stoccaggio geologico

1.1. Censimento delle fonti e quantità di emissione a livello regionale

L'attività antropica nella Regione Lombardia produce annualmente circa 77 milioni di tonnellate di CO₂ (dati ARPA-INEMAR, anno 2005), censiti nelle seguenti attività produttive e private, elencate in ordine di incidenza decrescente: produzione di energia e trasformazione di combustibili, combustione non industriale (riscaldamento domestico), trasporto su strada, combustione industriale, processi produttivi, altre sorgenti mobili e macchinari, trattamento e smaltimento rifiuti. La Tabella 1.1 riporta tali dati suddivisi per i suddetti settori di attività produttive e private, riferite all'anno 2005. Benché tali dati non siano aggiornati all'anno 2008, si ritiene comunque che essi costituiscano un'approssimazione accettabile per una stima preliminare delle emissioni totali.

Tabella 1.1 – Emissioni di CO₂ in Lombardia, suddivise per settori di attività produttive e private relative all'anno 2005

Tipologia di attività	CO ₂ 1000 t/anno	%
Produzione energia e trasformazione combustibili	20.192	26,4
Combustione non industriale	19.384	25,3
Trasporto su strada	18.231	23,8
Combustione nell'industria	11.096	14,5
Processi produttivi	4.763	6,2
Altre sorgenti mobili e macchinari	2.328	3,0
Trattamento e smaltimento rifiuti	583	0,8
TOTALE (anno 2005)	76.578	100,0

Fonte: dati ARPA-INEMAR, anno 2005

Si può notare che quasi il 50% delle emissioni di CO₂ proviene da attività «private» e distribuite sul territorio, quali il trasporto su strada (23,8%) e la combustione non industriale (25,3%), cioè quella utilizzata principalmente per il riscaldamento domestico.

Per queste ultime fonti di emissione è oggi molto difficile poter pensare a un'attività di cattura della CO₂ direttamente sulla fonte di emissione, per cui il risparmio energetico sembra la chiave più semplice per mitigare il contributo di queste fonti di emissione distribuite.

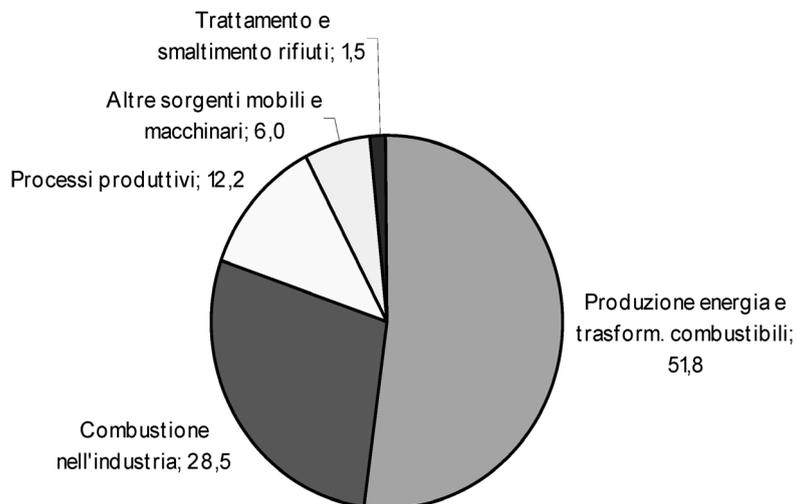
Riguardo alla possibilità di catturare e stoccare la CO₂ nel sottosuolo, si prendono in considerazione solo i grandi impianti di produzione concentrata di tale gas. In particolare, limitandosi solo sugli stabilimenti industriali che superano annualmente la produzione di 100.000 tonnellate di CO₂, sono stati individuati 35 siti.

Gli stabilimenti industriali che superano la produzione di 100.000 tonnellate all'anno di CO₂ emettono in totale poco più di 27 milioni di tonnellate di tale gas. Queste emissioni rappresentano il 35,3% della CO₂ totale emessa nella Regione Lombardia. Non considerando il trasporto su strada e la combustione non industriale (riscaldamento domestico), la percentuale di emissione dei suddetti stabilimenti industriali sale invece al 70%.

Su un totale di 27 milioni di tonnellate di CO₂, circa 20 milioni sono emesse da centrali termoelettriche per la produzione di energia e da impianti per la trasformazione di combustibili (raffinerie), il restante da altre attività industriali (cementifici, siderurgia, industria carta, etc.).

La seguente Figura 1.1 riporta invece le percentuali di emissione di CO₂ nella Regione Lombardia in vari settori industriali, non considerando il trasporto su strada e la combustione non industriale (riscaldamento domestico). Si può notare che oltre il 50% dell'emissione è dovuta alla produzione di energia elettrica e al settore della raffinazione dei greggi.

Figura 1.1 – Percentuali di emissione di CO₂ nella Regione Lombardia in vari settori industriali, non considerando il trasporto su strada e la combustione non industriale (riscaldamento domestico)



Fonte: elaborazione dati ARPA-INEMAR, anno 2005

Gli stabilimenti industriali presenti in Regione Lombardia che emettono oltre un milione di tonnellate di CO₂ all'anno sono soltanto dieci. In particolare, si tratta di sette centrali termoelettriche, due cementifici e una raffineria.

1.2. Analisi dello stato dell'arte su tecniche di cattura e stoccaggio geologico della CO₂

1.2.1. Analisi dello stato dell'arte sulle tecniche di cattura della CO₂

Numerose sono le tecniche per la cattura della CO₂, intendendo con tale termine la rimozione della CO₂ dai fumi di combustione dei grandi impianti industriali o addirittura prima della combustione stessa. La cattura della CO₂ dalle fonti di emissioni stazionarie (centrali elettriche, impianti siderurgici, raffinerie, etc.) permette di ridurre la CO₂ immessa in atmosfera, qualora sia disponibile un adeguato sito di stoccaggio, pur continuando a utilizzare i combustibili fossili tradizionali, almeno finché non saranno introdotte tecnologie per l'utilizzo di risorse energetiche diverse.

Le principali fonti di emissioni stazionarie includono, in ordine di importanza, gli impianti per la generazione elettrica, gli impianti siderurgici, i cementifici, le raffinerie e gli impianti petrolchimici.

I moderni impianti per la generazione elettrica operano con alti rendimenti e producono elettricità a basso costo. Applicando le tecniche di cattura, sembra che sia possibile ridurre le emissioni di CO₂ di oltre l'80%. Le concentrazioni tipiche di CO₂ in questi flussi gassosi sono mostrate in Tabella 1.2. Di seguito si riportano anche i principali tipi di impianti per la produzione di energia elettrica.

Tabella 1.2 – Concentrazioni di CO₂ da effluenti di installazioni industriali

Gas dei fumi di combustione	CO ₂ , vol. %
Caldaie a gas naturale	14
Ciclo combinato, gas naturale	4
Ossi-combustione carbone + ossigeno	8
Cattura in pre-combustione	> 90
Carbone gassificato	40
Gas naturale ossidato	24
Gas d'altoforno: prima della combustione	20
Gas d'altoforno: dopo la combustione	27
Forni dell'industria del cemento	14-33
Raffinazione greggi e petrolchimica	8

Impianto con ciclo a carbone polverizzato. I moderni impianti a carbone polverizzato sono caratterizzati da rendimenti elevati, prossimi al 40%, con alcuni impianti che raggiungono il 47%. Un'alternativa all'utilizzo del carbone polverizzato è la combustione in letto fluido.

Questo metodo consiste nel bruciare carbone polverizzato in forte eccesso di aria rispetto al metodo convenzionale; le particelle di combustibile sono continuamente alimentate in un letto di ceneri minerali, mentre un flusso di aria passa attraverso il letto provocandone il moto turbolento.

Impianto a ciclo combinato a gas naturale. Il gas naturale è utilizzato in una turbina a gas, il cui scarico è condotto in caldaia, dove genera vapore, che passa poi in turbina generando altra elettricità. Questo tipo di impianto si è diffuso negli ultimi dieci anni, in seguito alla deregolamentazione del mercato del gas naturale per la generazione di elettricità. Gli impianti a ciclo combinato con grandi turbine a vapore hanno un'efficienza superiore al 55%. Entro i prossimi anni ci si aspetta di raggiungere, tuttavia, efficienze maggiori del 60%.

Impianti di gassificazione a ciclo combinato (IGCC). Gli impianti integrati di gassificazione a ciclo combinato (IGCC) si stanno sviluppando, benché siano generalmente considerati non economicamente competitivi. In questo tipo di impianto, il combustibile è fatto reagire con ossigeno e vapore in un generatore di gas per produrre un combustibile gassoso

formato da monossido di carbonio e idrogeno. Il combustibile è poi purificato e utilizzato in un ciclo combinato con turbina a gas.

Tecniche per la cattura della CO₂. Esistono tre principali tecniche per catturare la CO₂ nell'ambito degli stabilimenti industriali per la produzione di energia elettrica, e in particolare:

- la cattura in post-combustione
- la cattura in pre-combustione
- la combustione con presenza di ossigeno (*oxyfuel combustion*).

Cattura in post-combustione. Come accennato, la CO₂ è solo una piccola parte dei fumi emessi in atmosfera da una centrale elettrica. In media nei fumi si hanno le seguenti concentrazioni volumetriche di CO₂: impianti a carbone polverizzato 14%, impianti IGCC a carbone 9%, impianti a ciclo combinato a gas naturale 4%.

Allo stato attuale non sembra pratico confinare l'intero volume delle emissioni, per motivi di spazio necessario nel sottosuolo e per la maggior energia necessaria a comprimere tale volume. La cattura della CO₂ in post-combustione è solitamente affidata a processi per assorbimento.

La bassa concentrazione di CO₂ dei fumi di combustione degli impianti industriali impone il trattamento di grandi volumi di gas e l'utilizzo di grossi volumi di reagenti per la cattura in post-combustione; inoltre, la rigenerazione di tali reagenti, che rilascia CO₂ pura, richiede molta energia. Utilizzando le tecniche di cattura in pre-combustione è possibile ridurre le dimensioni e aumentare l'efficienza dell'impianto di cattura.

Cattura in pre-combustione. In questo tipo di processi il combustibile è fatto reagire con ossigeno o aria e, in alcuni casi, con vapor d'acqua per creare un gas di sintesi (*syngas*) composto da monossido di carbonio (CO) e idrogeno. Il CO reagisce con il vapor d'acqua in un reattore catalitico (*shift converter*) generando CO₂ e altro idrogeno.

La CO₂ è separata dal flusso di gas e l'idrogeno è usato come combustibile in un impianto a ciclo combinato con turbina a gas, oppure direttamente per la produzione di energia in una cella a combustibile. Il processo è, in linea di principio, identico per carbone, olio combustibile o gas naturale, ma quando si utilizza carbone o olio combustibile occorre un maggior numero di stadi di purificazione del gas per rimuovere le ceneri, i composti dello zolfo e altre impurità.

Negli impianti a cattura in pre-combustione sembra che sarà possibile utilizzare l'idrogeno in una turbina a gas già esistente, apportando solo poche modifiche di impianto.

Combustione in forte presenza di ossigeno (oxyfuel combustion). La concentrazione di CO₂ nei fumi può essere aumentata realizzando una combustione in ossigeno puro. Ciò può essere realizzato sia in una caldaia di un impianto termoelettrico convenzionale, sia in un impianto a ciclo combinato con turbina a gas. L'ossigeno può essere ricavato per separazione dall'aria con un processo criogenico, già oggi largamente utilizzato nelle acciaierie. Il vantaggio della combustione in forte presenza di ossigeno è che i fumi hanno una concentrazione di CO₂ superiore al 90%, e perciò è richiesta la sola purificazione della CO₂. Il processo presenta un altro beneficio, che consiste nella soppressione degli NO_x con conseguenti vantaggi nella loro rimozione in post-combustione. Lo svantaggio di questa tecnologia è la produzione dell'ossigeno, costosa sia in termini di impianto che di consumo di energia.

Tabella 1.3 – Tabella comparativa dei benefici delle tre tecniche principali per separare la CO₂ nelle centrali per la produzione di energia elettrica

Tecnologie	Vantaggi	Svantaggi
Post-Combustione	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnologia matura • Adattamenti standard nelle centrali elettriche esistenti • Possibili miglioramenti tecnologici e riduzioni dei costi 	<ul style="list-style-type: none"> • Forte consumo di energia (15% ~ 30%) • Alti costi
Pre-Combustione	<ul style="list-style-type: none"> • Costi e consumi energetici minori della cattura in post-combustione • Si produce CO₂ in pressione, minor costo per la compressione • Combinabile con la produzione di idrogeno per il settore dei trasporti • Possibili miglioramenti tecnologici e riduzioni dei costi 	<ul style="list-style-type: none"> • Processi chimici complessi richiesti per la gassificazione • Necessità di ripotenziare la capacità esistente • Grandi investimenti per il ripotenziamento
Oxyfuel-Combustion	<ul style="list-style-type: none"> • Evita la separazione post-combustione • Potenziali alte efficienze nella generazione • Possibili miglioramenti tecnologici e riduzioni dei costi 	<ul style="list-style-type: none"> • Necessari nuovi materiali ad alta resistenza termica • Necessaria un'unità di separazione dell'ossigeno • Grandi investimenti per il ripotenziamento

Sistemi di trasporto della CO₂. La rimozione dall'ambiente della CO₂ proveniente da impianti industriali alimentati a combustibili fossili richiede un'infrastruttura per il trasporto della CO₂ dalle fonti di emissione ai siti di stoccaggio. Dopo la cattura, tale gas deve essere trasportato ai siti di stoccaggio, e ciò richiede un'infrastruttura su larga scala, a causa dei grandi volumi coinvolti nel processo.

Allo stato attuale, le condotte sembrano il mezzo di trasporto più comune per spostare grosse quantità di CO₂, che può essere immessa in condotta in fase fluida densa o supercritica, in cui non c'è distinzione tra fase liquida e fase vapore. In alcuni Paesi esistono già condotte per il trasporto della CO₂, benché il numero di queste non sia paragonabile al numero di quelle usate per il trasporto di gas naturale.

Nel mondo oggi sono in funzione circa 3.200 km di pipeline dedicati alla CO₂, con una capacità di 44,7 milioni di tonnellate all'anno, la maggior parte delle quali si trova negli USA. Queste reti sono utilizzate per il trasporto di CO₂ per il recupero assistito del petrolio (EOR) e sono in funzione dagli anni '80.

1.2.2. Analisi dello stato dell'arte sulle tecniche di stoccaggio geologico della CO₂

La CO₂ può essere immagazzinata e confinata in formazioni geologiche in diversi modi: sotto forma di fluido all'interno di rocce porose e permeabili, in soluzione nei fluidi interstiziali delle suddette rocce, oppure combinata stabilmente con la matrice rocciosa, ad esempio, sotto forma di un minerale di tipo carbonatico.

Lo stoccaggio e il confinamento geologico appare oggi come la soluzione che, più di altre, è in grado di assicurare le

consistenti riduzioni delle emissioni e di stabilizzare la concentrazione della CO₂ in atmosfera sui livelli giudicati ottimali per non gravare sui meccanismi che presiedono al controllo del clima.

Le indagini fino ad ora condotte sull'argomento hanno evidenziato che vi sono grandi capacità di stoccaggio della CO₂ nel sottosuolo. Secondo le valutazioni dell'IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), i volumi disponibili su scala mondiale nei giacimenti di olio e di gas esauriti, consentirebbero lo stoccaggio di più di 1800 Gton di CO₂ equivalenti, un volume pari alla produzione mondiale di CO₂ dei prossimi venticinque anni. Molto superiore sembra essere il potenziale di stoccaggio offerto dagli acquiferi salini, stimato maggiore di 3600 Gton di CO₂ equivalenti. Queste stime possono variare, e dipendono dal costo di riferimento che si è disposti a pagare per immagazzinare un'unità di massa di CO₂. Dal punto di vista tecnico, per essere efficace, la tecnica di confinamento geologico della CO₂ deve soddisfare tre requisiti:

- Deve essere competitiva in termini di costi rispetto alle attuali possibilità per il contenimento dei gas serra, quali le fonti rinnovabili e i miglioramenti di efficienza dei processi di produzione dell'energia.
- Deve garantire un confinamento nel sottosuolo stabile e di lungo termine.
- Deve essere compatibile da un punto di vista ambientale.

Lo stoccaggio e il confinamento geologico prevede cinque fasi principali:

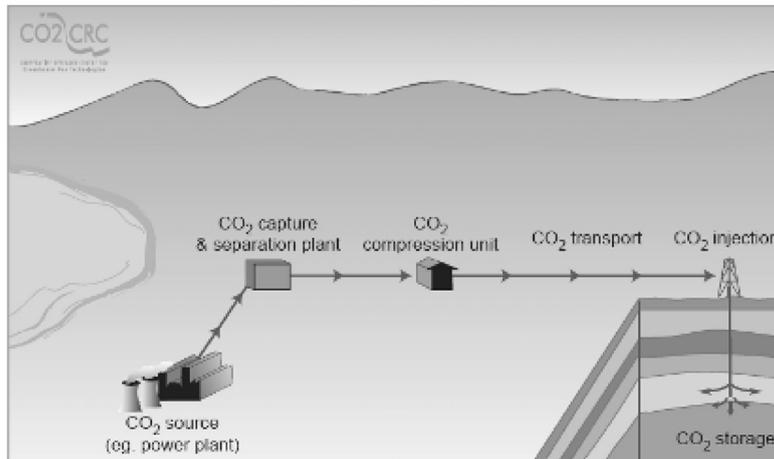
- Cattura della CO₂ dalle fonti di emissione industriali (CO₂ pura o eventualmente fumi di combustione).
- Compressione della CO₂ catturata con impianti dedicati.
- Trasporto della CO₂ verso i siti di stoccaggio geologico, generalmente tramite gasdotti.
- Iniezione della CO₂ in profondità all'interno di serbatoi geologici, a pressione adeguata alla natura del serbatoio.
- Confinamento e stoccaggio a lungo termine della CO₂ nel serbatoio geologico.

Vi sono fondamentalmente tre tipi di formazioni geologiche abbastanza diffuse e che hanno un adeguato potenziale di stoccaggio e confinamento della CO₂:

- acquiferi profondi;
- giacimenti di olio e di gas;
- strati di carbone non coltivabili.

Altre tecniche di confinamento della CO₂ prevedono lo stoccaggio su fondali oceanici profondi, oppure la sua trasformazione in carbonati stabili.

Figura 1.2 – Fasi principali dello stoccaggio geologico della CO₂



Fonte: <http://www.co2crc.com.au/imagelibrary/>

Lo stoccaggio e il confinamento della CO₂ in formazioni geologiche offre numerosi vantaggi, tra cui si ricordano:

- L'esperienza dell'industria degli idrocarburi, che può fornire direttamente la tecnologia per consentire la commercializzazione di questo approccio.
- I benefici economici collaterali, come ad esempio migliorare il recupero finale di olio e di gas mentre si immagazzina la CO₂.
- La relativa facilità di reperimento di formazioni geologiche idonee, che comprendono giacimenti di olio, di gas, di acqua salata, oppure di carbone.
- La normativa associata all'iniezione in giacimenti di olio e di gas è sufficientemente determinata.
- I giacimenti naturali di CO₂, mostrano che le strutture geologiche possono immagazzinare l'anidride carbonica per un tempo molto lungo.

Lo stoccaggio nei giacimenti di idrocarburi esauriti. Si tratta di una opzione certamente interessante, in quanto le condizioni e le caratteristiche del giacimento sono conosciute, come pure i problemi legati alla definizione dei volumi stoccabili.

L'utilizzo di tali giacimenti per stoccaggio di CO₂ risulta in competizione con quello dello stoccaggio strategico, modulare e minerario di gas naturale, che presenta elementi di convenienza economica e operativa rilevanti.

Lo stoccaggio nei giacimenti di idrocarburi in fase di esaurimento. La prima immissione di CO₂ nei giacimenti di idrocarburi fu sperimentata per aumentare il fattore di recupero dell'olio in posto, cioè la percentuale di idrocarburi producibili rispetto al volume totale di idrocarburi in posto. Normalmente, il fattore di recupero dell'olio si attesta tra un terzo e un quarto del volume di idrocarburi totali in posto all'atto della scoperta.

Il caso dell'iniezione di CO₂ nei giacimenti di gas naturale è meno interessante, in primo luogo perché il fattore di recupero del gas è già elevato e, ove non vi sia un acquifero attivo, è limitato solo dal fatto che, sotto una certa pressione, non è più economica la produzione. In secondo luogo si teme il mescolamento dei due fluidi, che sono tra loro miscibili; tale miscelazione è tuttavia limitata dalla segregazione gravitativa e dalla formazione di un fronte di spiazzamento stabile, dovute rispettivamente alle maggiori densità e viscosità della CO₂ rispetto al gas naturale. Il vantaggio dell'iniezione di CO₂ sarebbe soltanto la maggior pressione disponibile in giacimento, e quindi la maggior portata in massa del gas dai pozzi di produzione e il controllo di eventuali fenomeni di subsidenza.

Lo stoccaggio negli acquiferi salini profondi. Un'altra possibilità per contenere le emissioni di CO₂ può essere il suo stoccaggio e confinamento in acquiferi salini profondi. Si è visto che il confinamento in giacimenti di idrocarburi sembra preferibile a causa della esistenza certa, in tali giacimenti, di una tenuta idraulica di tipo geologico, sotto forma di rocce di copertura. Il confinamento negli acquiferi salini profondi sembra molto più praticabile, poiché essi sono molto più comuni in tutto il mondo. Purtroppo, gli acquiferi sono molto meno caratterizzati, dal punto di vista geologico, dei bacini petroliferi. La caratterizzazione degli acquiferi è una parte importante della valutazione globale dell'acquifero come sito di stoccaggio della CO₂ affidabile sul lungo termine. Un progetto in corso è il progetto Sleipner in Norvegia, che ha dimostrato la fattibilità dell'iniezione della CO₂ su larga scala nell'acquifero salino Utsira (circa 10⁶ t/anno).

Gli acquiferi salini sono definiti come rocce serbatoio porose e permeabili che contengono acqua salata. Essi generalmente si trovano a profondità maggiori degli acquiferi che contengono acqua dolce. Solitamente, a causa dell'elevata salinità e della profondità, l'acqua contenuta in questi acquiferi non può essere utilizzata per usi civili e industriali.

La CO₂ è iniettata in pressione nell'acquifero attraverso un pozzo; ciò porta ad una parziale dissoluzione dell'anidride carbonica nell'acqua salata e ad un parziale spiazzamento dell'acqua da parte del fluido. La sicurezza dello stoccaggio è garantita dalla presenza di una formazione impermeabile al passaggio della CO₂ (roccia di copertura), posta sopra la roccia serbatoio. Quando l'anidride carbonica è iniettata nel serbatoio, essendo meno densa dell'acqua salata, essa sale alla sommità del giacimento. La roccia di copertura blocca la migrazione verticale della CO₂ verso la superficie, e così essa sarà intrappolata alla sommità del giacimento. Le rocce di copertura sono solitamente argille, limi argillosi o formazioni evaporitiche; esse dovrebbero idealmente essere privi di faglie, poiché queste ultime, se prive di tenuta idraulica, potrebbero fornire vie di fuga per l'anidride carbonica. La natura sigillante della roccia di copertura deve essere confermata da analisi dettagliate del sito di stoccaggio, per assicurarsi della loro integrità idraulica.

I criteri base per tutti i potenziali siti di stoccaggio sono esposti di seguito.

1) I siti di stoccaggio devono trovarsi in un'area geologicamente stabile, poiché l'attività tettonica potrebbe creare discontinuità (faglie o fratture) attraverso cui la CO₂ potrebbe potenzialmente migrare in superficie.

2) L'acquifero deve essere abbastanza grande da poter immagazzinare la quantità di CO₂ programmata, ad esempio consentire le emissioni della vita media di una centrale elettrica. La capacità del sito di stoccaggio è all'incirca pari al volume dei vuoti nell'acquifero che può essere occupato dalla CO₂.

3) La porosità e permeabilità del serbatoio devono essere abbastanza alti, sia per fornire un volume di stoccaggio sufficiente, sia per permetterne l'iniezione in tempi ragionevoli. Quando l'anidride carbonica è iniettata nei vuoti dei pori della roccia serbatoio, essa spiazza gran parte del fluido dei pori. Se la permeabilità della roccia è bassa, o se ci sono barriere al moto dei fluidi, come ad esempio faglie, l'iniezione provoca un progressivo aumento della pressione del fluido concentrata sul punto di iniezione, limitandone la velocità di iniezione e il volume di stoccaggio.

4) Profondità: in genere per lo stoccaggio si considerano solo gli acquiferi sotto gli 800 m sotto il livello del mare.

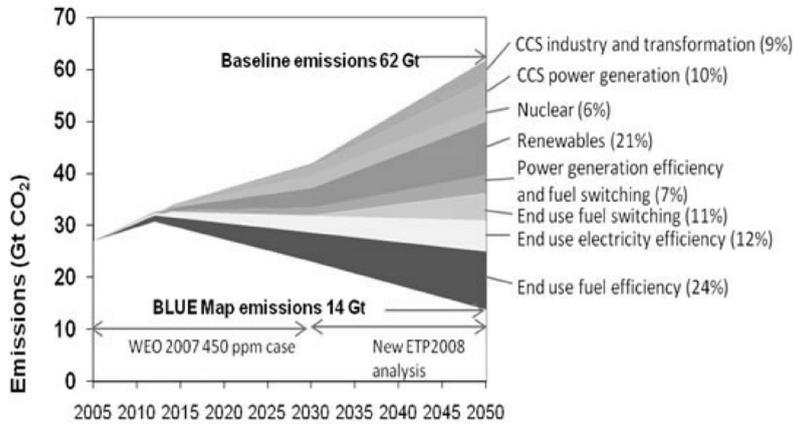
Dal punto di vista tecnico ed economico, vista la grande quantità di anidride carbonica da immagazzinare nel sottosuolo, è evidente l'opportunità di ridurre il volume, a parità di massa, e quindi di comprimerlo. In conformità a studi sperimentali, che forniscono la densità e la viscosità della CO₂ in funzione della pressione e della temperatura.

1.2.3 Studio di eventuali forme di accordo istituzionale attive con i produttori di CO₂.

Le emissioni di anidride carbonica sono cresciute del 20% negli ultimi dieci anni (Fonte: IEA, International Energy Agency, www.iea.org). La stessa IEA ha recentemente evidenziato che la produzione di gas serra è destinata a crescere a livello mondiale a causa del ricorso sempre maggiore ai combustibili fossili (specialmente carbone) per la produzione di energia elettrica. Anche se il ricorso alle energie rinnovabili, l'impiego di sistemi avanzati di trasporto, incluso l'utilizzo di idrogeno e celle a combustibile, il rilancio dell'energia nucleare di nuova concezione e, soprattutto, l'efficienza energetica, restano gli obiettivi principali delle politiche di riduzione delle emissioni di gas serra, è ormai consolidata la convinzione che il ricorso alle tecniche di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica rappresenta una delle opzioni oggi disponibili e a cui sarà necessario ricorrere per contribuire in maniera significativa al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni a breve e medio termine.

Le tecniche di cattura e stoccaggio possono contribuire per circa il 20% alla riduzione delle emissioni al 2050, nell'ipotesi di scenario che prevede, al 2050, la riduzione del 50% delle emissioni rispetto ai livelli attuali (Figura 1.3).

Figura 1.3 – Stima dei contributi percentuali di riduzione delle emissioni di CO₂ fino al 2050 suddivise per varie forme di intervento



Fonte: <http://www.ica.org>

Tutte le opzioni di cattura e stoccaggio considerate presentano tuttavia problematiche che vanno ben oltre quelle di carattere scientifico e tecnologico. Tra le maggiori vi sono:

- aspetti legali ed autorizzativi, dovuti al fatto che la regolamentazione ambientale e mineraria non contempli ancora, di fatto, l'opzione della cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica;
- la percezione da parte dell'opinione pubblica del rischio associato ad una attività poco nota e non sempre di facile comprensione a livello di rischi e benefici, soprattutto in termini di possibili perdite di anidride carbonica dai serbatoi di confinamento.

Occorre quindi che gli aspetti citati siano seriamente presi in esame nelle sedi di competenza, al fine di evitare che il processo di sviluppo del ccs incontri forti ostacoli ancor prima di essere applicato su larga scala.

2 – Lo stoccaggio geologico di CO₂ nel sottosuolo lombardo

2.1. Valutazione delle possibilità di stoccaggio nel sottosuolo lombardo (in giacimenti di idrocarburi esauriti, o in via di esaurimento, e in acquiferi salini profondi)

Censimento delle informazioni geologiche: pozzi profondi e titoli minerari

Il sottosuolo della regione Lombardia è stato oggetto, nel recente passato e soprattutto nella seconda metà del secolo scorso, ad una intensa attività esplorativa per la ricerca e la produzione degli idrocarburi. Tale ricerca ha portato all'esecuzione di numerose perforazioni e rilievi di sismica a riflessione per caratterizzare le formazioni geologiche profonde ed individuare le trappole dei giacimenti di idrocarburi. I dati desunti dall'esplorazione petrolifera se pubblici e disponibili, costituiscono l'ossatura principale delle attività svolte per valutare la possibilità di confinare CO₂ nel sottosuolo lombardo.

Una serie di attività preliminari è stata eseguita per censire tutti i dati geologici utili, nell'ambito del progetto di ricerca IRer RiduCO₂ che in particolare hanno riguardato:

- censimento dei pozzi profondi perforati per la ricerca degli idrocarburi e titoli minerari
- carte geologiche e sezioni stratigrafiche
- giacimenti di idrocarburi.

Documentazione disponibile:

- a) Acque Dolci Sotterranee: Inventario dei dati raccolti dall'AGIP durante la ricerca degli idrocarburi in Italia, 1972
- b) Acque Dolci Sotterranee: Inventario dei dati raccolti dall'AGIP durante la ricerca degli idrocarburi in Italia (dal 1971 al 1990)
- c) Temperature Sotterranee: Inventario dei dati raccolti dall'AGIP durante la ricerca e la produzione di idrocarburi, 1977
- d) Geologia degli Acquiferi Padani della Regione Lombardia, edito da Regione Lombardia e ENI, 2002.

Per quanto riguarda i punti a) e b) la documentazione riguarda 983 pozzi; questo set di dati è piuttosto completo, poiché sono riportate informazioni riguardanti la stratigrafia delle rocce, dati di permeabilità, presenza di fluidi in strato e log geofisici in foro (potenziali spontanei e resistività). Purtroppo le informazioni riguardano intervalli di profondità non compatibili con lo stoccaggio della CO₂ e, infatti, le informazioni di soli 15 pozzi superano nei due testi citati i 1000 metri di profondità. La profondità «reale» indagata, ma non disponibile sulle due pubblicazioni Agip, è significativamente maggiore ed è riportata nella Tabella 2.1.

Tabella 2.1 – Distribuzione dei pozzi perforati in funzione della loro profondità

Profondità verticale in m	Numero pozzi
h < 800	53
800 < h ≤ 1000	33
1000 < h ≤ 1500	178
1500 < h ≤ 2000	220
2000 < h ≤ 2500	190
2500 < h ≤ 3000	102
3000 < h ≤ 4000	116
> 4000	91
Totale pozzi	983

Il punto c) è relativo a 1070 pozzi e in questo caso i dati riportati riguardano solamente la stratigrafia (molto semplificata) e le misure di temperature eseguite a differenti profondità e anche in questo caso le informazioni non coprono tutte le necessità per lo stoccaggio della CO₂; le profondità investigate per questo set di pozzi sono indicate nella Tabella 2.2.

Tabella 2.2 – Distribuzione dei pozzi perforati in funzione della loro profondità

Profondità verticale in m	Numero pozzi
h < 800	56
800 < h ≤ 1000	30
1000 < h ≤ 1500	179
1500 < h ≤ 2000	262
2000 < h ≤ 2500	197
2500 < h ≤ 3000	110
3000 < h ≤ 4000	164
> 4000	72
Totale pozzi	1.070

Il punto d) si riferisce ad uno studio dettagliato svolto dalla Regione Lombardia con il contributo fondamentale dell'ENI e riporta, in scala 1:250.000, e per quattro gruppi acquiferi (definiti A-B-C-D), diverse carte geologiche, che sono disponibili con un buono stato di dettaglio.

- Gruppo Acquifero A:
 - Profondità del limite basale
 - Spessore cumulativo dei depositi porosi permeabili
 - Aree di ricarica diretta potenziale
- Gruppo Acquifero B
 - Profondità del limite basale
 - Profondità dell'interfaccia acqua dolce/acqua salmastra
 - Spessore complessivo saturato con acqua dolce
 - Spessore cumulativo dei depositi porosi permeabili
 - Aree di ricarica diretta potenziale
- Gruppo Acquifero C:
 - Profondità del limite basale
 - Profondità dell'interfaccia acqua dolce/acqua salmastra
 - Spessore complessivo saturato con acqua dolce
 - Spessore cumulativo dei depositi porosi permeabili
 - Aree di ricarica diretta potenziale
- Gruppo Acquifero D:
 - Profondità del limite basale
 - Profondità dell'interfaccia acqua dolce/acqua salmastra
 - Spessore complessivo saturato con acqua dolce
 - Spessore cumulativo dei depositi porosi permeabili
 - Aree di ricarica diretta potenziale.

Titoli minerari

Il censimento dei pozzi perforati nella regione Lombardia ha consentito di evidenziare i titoli minerari che in pratica rappresentano i permessi di ricerca rilasciati all'epoca da UNMIG, che sono utili per indirizzare eventuali ricerche e approfondimenti.

Infatti, grazie al progetto VI.D.E.P.I. (<http://www.videpi.com/>) una parte del materiale pubblico dell'esplorazione petrolifera in Italia è diventata accessibile e attualmente è consultabile in formato sia cartaceo che elettronico presso la biblioteca tecnico/scientifica dell'Università ROMATRE.

In questo momento il Web-GIS del progetto VI.D.E.P.I. contiene i profili finali dei pozzi esplorativi, le linee sismiche «ricognoscitive marine» e quelle acquisite nei singoli titoli minerari sia a terra che a mare disponibili al 31 dicembre 2005.

Nell'ambito della ricerca RiduCO₂ per affinare ulteriormente la ricerca d'informazioni, alcune sezioni provenienti dalla Carta Geologica d'Italia in scala 1:100.000 sono state dettagliatamente analizzate per evidenziare la stratigrafia e la successione dei terreni, i pozzi utilizzati per la ricostruzione stratigrafica, le informazioni deducibili dai pozzi come la stratigrafia, i log in foro, le analisi chimiche e le manifestazioni minerarie.

Per evitare o almeno limitare i problemi d'interpretazione stratigrafica per ciascuna sezione è stata redatta un'apposita legenda stratigrafica ottenuta dalle informazioni riportate sui Fogli stessi e sulle Note Illustrative (se disponibili ed esistenti). Le informazioni censite per ciascuna sezione sono state riportate in Appendice 2 della ricerca, differenziate per ciascun foglio e per ciascuna delle sezioni analizzate. In particolare, sono riportate:

- Informazioni generiche sulla sezione quali lunghezza, profondità indicativa ed eventuale presenza di faglie.
- Stratigrafia del sottosuolo.
- Elenco dei pozzi presenti nella sezione con ricostruzione stratigrafica semplificata.
- Sezione.

Ciascuna sezione è stata identificata con il numero del Foglio d'appartenenza e la sigla indicata sul Foglio stesso.

2.1.1 Analisi geologiche e metodologia adottata

Metodologia di analisi

La metodologia di analisi applicata sui profili 1:1000 è quella proficuamente sviluppata nell'ambito delle attività di RdS (Ricerca di Sistema elettrico-d.m. 23 marzo 2006) affidate nel triennio 2006-2008 dal Ministero dello Sviluppo Economico a ERSE S.p.A. Le analisi svolte sui profili 1:1000 dei pozzi disponibili hanno avuto lo scopo di raccogliere le informazioni geologiche relative a:

- stratigrafia dei terreni e caratteristiche delle rocce
- caratteristiche delle formazioni geologiche
- logs geofisici eseguiti in foro
- manifestazioni minerarie (acqua dolce, acqua salata, gas e olio)
- risultati delle analisi chimiche disponibili sulle acque, gas e olio
- risultati geologici delle carote prelevate
- informazioni generali sulla perforazioni come caratteristiche delle tubazioni, tappi in foro, prove di produzione e risultati minerari.

Le analisi sono state estese anche alla caratterizzazione degli acquiferi salini presenti oltre gli 800 metri di profondità e per ciascun profilo sono state desunte le seguenti informazioni: numero di acquiferi presenti, profondità e potenza di ciascun acquifero, litologia e/o formazione geologica in cui è confinato l'acquifero, analisi chimiche (se disponibili).

Tutte queste informazioni sono state parametrizzate ed introdotte in un Data Base per una semplice e agevole consultazione.

Sistema Informativo Territoriale (SIT) per la valutazione delle potenzialità di stoccaggio di CO₂ sul territorio lombardo.

Tutti i dati censiti risultano riorganizzati e georeferiti per essere implementati in un GIS per la consultazione degli stessi. I dati sono stati caricati in un database con estensione spaziale (geodatabase), la cui struttura è progettata e realizzata utilizzando il linguaggio UML, adoperando una metodologia che garantisca scalabilità e modularità, in modo tale da poterlo ampliare per raccogliere nuovi dati.

La struttura adottata è la stessa sviluppata nell'ambito del Progetto: Caratterizzazione dei siti di stoccaggio della CO₂ dell'Area Produzione e Fonti Energetiche come da Accordo di programma tra ERSE S.p.A. con il Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi dell'art. 3 comma 2 del d.m. 23 marzo 2006 per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico. Per i dettagli concernenti il Piano Annuale di Realizzazione 2008 si rimanda al documento di sintesi delle attività svolte (Moia, 2009).

Tale struttura è stata personalizzata per il Progetto RiduCO₂ e i dati censiti e i file creati sono riportati in Appendice 3. Gli strumenti adoperati sono stati Microsoft Visio 2003 per la progettazione ed ESRI ArcInfo per lo sviluppo. Il geodatabase risultante è in formato Access con un'estensione spaziale che è gestita dallo strumento ESRI ArcCatalog. Si è tenuto conto sia dei dati a disposizione, sia delle funzionalità richieste per la consultazione dei dati suddetti.

L'informazione cardine è la *perforazione*, univocamente determinata dal nome, che ne costituisce la chiave di ricerca, nonché la chiave di relazione con tutte le informazioni ad esse correlate. I dati si riferiscono a:

- a) Limiti amministrativi: confini regionali, provinciali e comunali;
- b) modello digitale del terreno;
- c) perforazioni, e in particolare:
 - dati generali;
 - stratigrafie, con indicazione di età, formazione geologica, permeabilità; porosità, resistività;
 - analisi chimiche (acqua, olio, gas);
 - manifestazioni minerarie e prove in foro;
 - presenza di acquiferi salini;
 - tappi pozzo;
 - carote.

- d) sorgenti industriali di emissione della CO₂;
- e) carte geologiche ortorettificate, per avere un quadro senza soluzione di continuità delle sezioni geologiche/stratigrafiche;
- f) aree protette, un elenco completo delle aree protette in Italia, suddivise per categoria:
 - aree protette non governative;
 - parchi naturali regionali e nazionali;
 - riserve naturali regionali e nazionali;
 - zone umide.
- g) giacimenti di idrocarburi;
- h) classificazione sismica: un elenco di zone (comuni) cui è stato assegnato un livello di sismicità che va da 1 a 4, con sismicità decrescente.

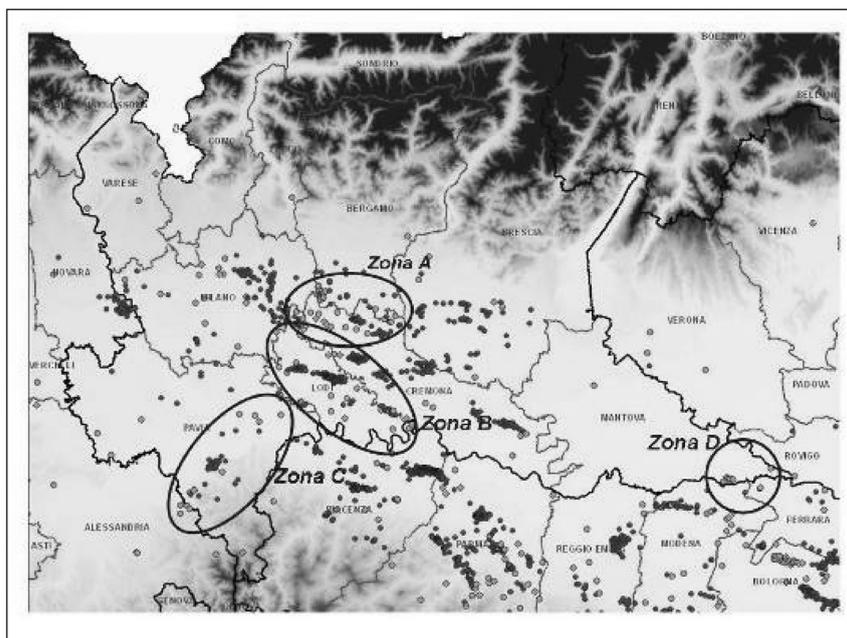
Analisi sulle Aree selezionate

Sulla base della distribuzione delle perforazioni pubbliche e disponibili, risultano individuate le aree ove sussistono le potenzialità di procedere ad una ricostruzione geologica del sottosuolo che, seppur limitata, possa essere utile per l'identificazione di potenziali reservoir costituiti da rocce porose e preferibilmente mineralizzate ad acqua salata e quindi con certi presupposti di idoneità per l'iniezione della CO₂.

Ovviamente uno studio di fattibilità industriale dovrà essere fatto su altre basi e con un maggior numero di pozzi da analizzare e specialmente con una maggiore disponibilità di sezioni sismiche a riflessione, preferibilmente 3D, da utilizzare per una ricostruzione dettagliata dell'andamento strutturale dei lineamenti geologici nel sottosuolo che, come indicato nel paragrafo 2.5 sono scarse, e coprono piccole zone regionali.

La Figura 2.1 riporta le quattro aree selezionate che rispondono ai criteri sopra esposti, ove sono rappresentati: in verde i pozzi con profilo 1:1000 pubblico e disponibile e in rosso non disponibile o mancante.

Figura 2.1 – Aree selezionate a seguito della ricerca RiduCO2



Fonte: ERSE

Si tratta di 4 zone così definite:

- Zona A: disposta tra la parte meridionale della provincia di Bergamo e quella settentrionale di Cremona; si ha una buona disponibilità di dati e in particolare per il giacimento sfruttato di Malossa. I pozzi disponibili coprono da ovest a est la parte nord della provincia di Cremona, dove si trovano i giacimenti di Pandino, Sergnano, Romanengo, Soncino, Orzivecchi e Orzinuovi (questi ultimi due in provincia di Brescia).
- Zona B: coincide in pratica con la provincia di Lodi, dove i pochi pozzi a disposizione coprono con una certa continuità quasi tutta l'area da nord-ovest a sud-est. Nella zona sono presenti i giacimenti di Cornegliano e Caviaga.
- Zona C: è rappresentata dalla parte orientale della provincia di Pavia e orientata nord-est sud-ovest; le perforazioni disponibili si trovano verso le zone terminali della zona. Nell'area c'è il giacimento di Casteggio.
- Zona D: si trova nella parte orientale della provincia di Mantova, dove è stato scoperto il giacimento di Poggio Rusco.

Le analisi sono state estese anche alla caratterizzazione degli acquiferi salini presenti oltre gli 800 metri di profondità e per ciascun profilo sono state desunte le seguenti informazioni: numero di acquiferi presenti, profondità e potenza di ciascun acquifero, litologia e/o formazione geologica in cui è confinato l'acquifero, analisi chimiche (se disponibili).

Per l'esame di tutte le informazioni che sono state così individuate, è stato implementato un GIS per una opportuna consultazione delle stesse. I dati sono stati caricati in un database con estensione spaziale (geodatabase), la cui struttura è progettata e realizzata utilizzando il linguaggio UML, adoperando una metodologia che garantisca scalabilità e modularità, in modo tale da poterlo ampliare per raccogliere nuovi dati.

(BUR2008032)

D.g.r. 13 gennaio 2010 - n. 8/11005

(5.3.2)

Determinazioni in ordine all'esercizio delle funzioni amministrative regionali in materia di attività estrattive di idrocarburi liquidi e gassosi e di attività di stoccaggio in sottosuolo di gas naturale

LA GIUNTA REGIONALE

Visto il d.lgs. 31 marzo 1998, n. 112, recante conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli enti locali, in attuazione del Capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59;

Visto il d.lgs. 29 ottobre 1999, n. 443, recante disposizioni correttive ed integrative del d.lgs. 31 marzo 1998, n. 112;

Visto il Capo V del Titolo II del citato d.lgs. 31 marzo 1998, n. 112, che individua le funzioni amministrative ed i compiti conservati allo Stato e quelli conferiti alle Regioni ed enti locali in materia di ricerca, produzione, trasporto e distribuzione di energia;

Visto, in particolare, il comma 2, lettera l), dell'art. 29 del d.lgs. 31 marzo 1998, n. 112, come modificato dal comma 1, lett. b), dell'art. 3 del d.lgs. 29 ottobre 1999, n. 443, che dispone che le funzioni amministrative relative a prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in terraferma, ivi comprese quelle di polizia mineraria, siano svolte dallo Stato d'intesa con la Regione interessata, secondo specifiche modalità procedurali da emanare;

Considerato che in sede di conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province Autonome di Trento e Bolzano, con accordo in data 24 aprile 2001 tra il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ed i Presidenti delle Regioni e delle Province Autonome di Trento e Bolzano sono state definite le modalità procedurali in materia di funzioni amministrative relative a prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi su terraferma, ivi comprese quelle di polizia mineraria, per il perfezionamento dell'intesa prevista dal comma 2, lettera l), dell'art. 29 del d.lgs. 31 marzo 1998, n. 112;

Visto l'art. 1, comma 8, lett. b), punto 3), con il quale si prevede che le determinazioni inerenti lo stoccaggio di gas naturale in giacimento sono attribuite allo Stato;

Visto il decreto del Ministero delle Attività Produttive del 26 agosto 2005, «Modalità di conferimento della concessione di stoccaggio di gas naturale in sottosuolo, approvazione del relativo disciplinare tipo nel quale sono previste le modalità di attuazione delle attività di stoccaggio, gli obiettivi qualitativi, i poteri di verifica, le conseguenze di eventuali inadempimenti» che sostituisce il disciplinare tipo approvato con decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 28 luglio 1975»;

Visto, in particolare, l'art. 4 del citato decreto 26 agosto 2005, che stabilisce che la concessione di stoccaggio di gas naturale in sottosuolo è conferita con decreto del Ministero delle attività produttive, di concerto con il Ministero dell'ambiente e delle tutela del territorio e, per le concessioni su terraferma, d'intesa con la regione interessata;

Vista la deliberazione della Giunta regionale n. 7/16196 del 30 gennaio 2004, avente ad oggetto «Criteri per l'esercizio delle funzioni amministrative regionali in materia di attività estrattive di idrocarburi liquidi e gassosi», al fine di esprimere l'intesa di cui all'accordo Stato-Regioni del 24 aprile 2001;

Visto l'allegato A alla citata deliberazione n. 7/16196, che riporta i criteri per l'esercizio delle funzioni amministrative regionali in materia di attività estrattive di idrocarburi liquidi e gassosi, al fine di definire le intese con lo Stato;

Ritenuto di definire i criteri per l'esercizio delle funzioni amministrative regionali in materia di concessioni di stoccaggio di gas naturale nel sottosuolo;

Ritenuto di modificare ed integrare l'allegato A alla deliberazione n. 7/16196, ricomprendendo in tale allegato anche l'esercizio delle funzioni amministrative regionali in materia di stoccaggio di gas naturale in sottosuolo;

A voti unanimi espressi nelle forme di legge

DELIBERA

1. Di approvare i criteri per l'esercizio delle funzioni amministrative regionali in materia di attività estrattive di idrocarburi liquidi e gassosi e di stoccaggio di gas naturale in sottosuolo, di cui all'allegato A, che forma parte integrante e sostanziale della presente deliberazione.

2. Di dare atto che l'allegato A di cui al punto 1) sostituisce l'allegato A alla deliberazione n. 7/16196 del 30 gennaio 2004;

3. Di pubblicare il presente atto sul Bollettino Ufficiale della Regione Lombardia.

Il segretario: Pilloni

ALLEGATO A

Criteri per l'esercizio delle funzioni amministrative regionali in materia di attività estrattive di idrocarburi liquidi e gassosi e di stoccaggio di gas naturale in sottosuolo**Premessa**

A seguito dell'entrata in vigore del comma 2, lettera l), dell'articolo 29 del d.lgs. 31 marzo 1998, n. 112, Conferimento di compiti e funzioni dello Stato alle Regioni e agli enti locali, in attuazione del Capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59, come modificato dall'articolo 3 del d.lgs. 29 ottobre 1999, n. 443, le funzioni amministrative relative a prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in terraferma, ivi comprese quelle di polizia mineraria, sono svolte dallo Stato d'intesa con la Regione interessata, secondo specifiche modalità procedurali.

Con accordo in data 24 aprile 2001 tra il Ministro dell'industria, commercio e artigianato ed i Presidenti delle Regioni e delle Province Autonome di Trento e Bolzano sono state definite le modalità procedurali per il perfezionamento dell'intesa di cui al comma 2, lettera l) dell'articolo 29 sopra citato.

L'intesa riguarda sia i programmi generali relativi ai permessi di ricerca e alle concessioni di coltivazione, sia le singole fasi attuative dei programmi stessi. I programmi di coltivazione sono comprensivi delle attività di sviluppo e produzione.

L'accordo di cui sopra avrà vigore fino alla completa attuazione in ambito regionale delle modifiche introdotte alla parte seconda del titolo V della Costituzione con legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3, in quanto la materia trattata rientra sia nella materia di legislazione concorrente «produzione, trasporto e distribuzione di energia», sia nella materia di legislazione esclusiva regionale «miniere».

La prospezione di idrocarburi è stata liberalizzata con l'articolo 4 del d.lgs. 23 maggio 2000, n. 164, «Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato del gas naturale»; per tale attività resta soggetta ad autorizzazione del Ministero delle attività produttive l'esecuzione dei rilievi geofisici, ai sensi del d.lgs. 25 novembre 1996, n. 624, e delle autorità competenti alla tutela e salvaguardia del territorio e dell'ambiente.

La concessione di stoccaggio di gas naturale in sottosuolo, in applicazione dell'art. 4 del decreto del Ministro delle attività produttive in data 26 agosto 2005, è conferita con decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e delle tutela del territorio e, per le concessioni su terraferma, d'intesa con la regione interessata.

La procedura di verifica di VIA di cui al d.lgs. n. 152/2006, è svolta all'interno della procedura relativa alla formazione dell'intesa ed è avviata con riferimento ai programmi generali di ricerca e coltivazione.

Intesa Regione - Ministero dello sviluppo economico

L'intesa regionale dovrà essere definita sia sulle specifiche opere di ricerca e coltivazione mineraria e di stoccaggio del gas in sottosuolo, sia sulle opere e sugli interventi di sistemazione ambientale, inoltre, i progetti di perforazione di pozzi, sia in fase di ricerca, sia in fase di coltivazione, dovranno essere completi dei risultati della ricerca che hanno portato alla individuazione del sito di perforazione, nonché della profondità ed inclinazione del pozzo.

Il responsabile del procedimento può avvalersi, per l'istruttoria di progetti complessi, del supporto di un gruppo di lavoro interregionale composto da rappresentanti delle strutture regionali competenti in materia di aree protette, sviluppo sostenibile, attività estrattive, rischi industriali, risorse idriche, bonifiche, energia e impatto ambientale. Il responsabile del procedimento potrà richiedere, inoltre, il supporto tecnico-scientifico dell'ARPA, secondo modalità da definire con specifica convenzione.

Nel caso in cui l'opera sia assoggettata a Valutazione di Impatto Ambientale da parte della Regione, si applicano le disposizioni di cui all'art. 6, comma 2, della legge regionale 3 settembre 1999, n. 20, «Norme in materia di impatto ambientale». In sede di Conferenza di servizi, convocata dalla struttura competente in materia di attività estrattive della Direzione Generale Qualità dell'Ambiente per la definizione dell'intesa con il Ministero dello sviluppo eco-

nomico, oltre all'espressione e alla formalizzazione del giudizio di VIA, sono acquisiti i pareri degli enti locali interessati, nonché il parere degli enti di gestione delle aree protette nazionali e regionali, direttamente o indirettamente interessate dal progetto.

Il responsabile del procedimento per la definizione dell'intesa può richiedere i pareri di soggetti pubblici, diversi da quelli di cui al punto precedente, in relazione alla specificità delle problematiche evidenziate in fase istruttoria.

Per le attività di ricerca e coltivazione e stoccaggio di gas naturale in sotterraneo, qualora sia necessario acquisire l'autorizzazione per lo scarico in unità geologiche profonde, alla Conferenza di servizi può essere invitato anche il rappresentante dell'ente competente, e le determinazioni della Conferenza stessa, contenenti le prescrizioni e le precauzioni necessarie ad evitare inquinamenti di corpi idrici o il danneggiamento dell'ecosistema, sostituiscono l'autorizzazione allo scarico in unità geologiche profonde.

L'atto regionale dell'intesa dovrà prevedere la tipologia delle informazioni che dovranno essere fornite alla Regione e agli enti locali durante e alla fine dei lavori di ricerca o coltivazione e di stoccaggio del gas naturale.

Nel caso di istruttoria per il conferimento di permesso di ricerca, il progetto allegato all'istanza potrà non contenere il dettaglio degli interventi da effettuare, in quanto l'attività di ricerca, per sua stessa natura, procede per acquisizione di informazioni e conoscenze successive.

L'allegato 1 riporta l'elenco della documentazione minima ritenuta necessaria per l'espressione dell'intesa relativamente alle fasi operative della ricerca e coltivazione di idrocarburi.

L'allegato 2 riporta l'elenco della documentazione minima ritenuta necessaria per l'espressione dell'intesa relativa alle attività di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo.

Per le fasi operative di ricerca e coltivazione e di stoccaggio del gas naturale in sotterraneo, sentito il gruppo di lavoro interdirezionale, potrà essere prescritta la realizzazione di un sistema di monitoraggio ambientale (Allegato A3).

Localizzazione dell'attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi e di stoccaggio del gas naturale in sotterraneo in aree protette

Con legge regionale n. 86 del 30 novembre 1983, «Piano generale delle aree protette. Norme per l'istituzione e la gestione delle riserve, dei parchi e dei monumenti naturali nonché delle aree di particolare rilevanza naturale e ambientale» la Regione ha istituito il sistema delle aree protette regionali che comprende i parchi regionali, i parchi regionali naturali, le riserve naturali, i monumenti naturali differenziandoli con diversi regimi di tutela.

L'attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi non può essere prevista nelle aree naturali protette nazionali (Parco dello Stelvio) e regionali (parchi regionali naturali e riserve naturali), in ottemperanza all'art. 11, comma 3, lett. b), della legge 6 dicembre 1991, n. 394, che vieta l'apertura e l'esercizio di cave e miniere. L'attività di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo dovrà essere conforme alle norme previste nei Piani territoriali di coordinamento.

Nei parchi regionali l'attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi e di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo dovrà essere conforme alle norme previste nei Piani territoriali di coordinamento.

Nei «Siti di Importanza Comunitaria» (SIC) e nelle «Zone di Protezione Speciale» (ZPS) tutti i progetti sono assoggettati a valutazione di incidenza ai sensi del d.P.R. 8 settembre 1997.

La valutazione di incidenza deve essere effettuata anche per progetti esterni all'area SIC o ZPS, qualora l'attuazione di tali progetti possa avere degli effetti all'interno dell'area stessa.

ALLEGATO A1

Documentazione richiesta per l'intesa relativa alle fasi operative della ricerca e coltivazione di idrocarburi

1. Prospezione geofisica

1. Progetto attività di prospezione geofisica

1. finalità ed obiettivi del progetto;
2. descrizione dei sistemi di indagine geofisica in relazione a:
 - 1-2-1 tipologia della sorgente delle onde elastiche;
 - 1-2-2 tipologia degli stendimenti e loro ubicazione;
 - 1-2-3 tipologia degli eventuali pozzetti di scoppio;

1-2-4 mezzi utilizzati;

1-2-5 tecniche di ripristino dei passaggi dei mezzi di trasporto;

1-2-6 tempi di esecuzione;

2. Inserimento ambientale attività di prospezione geofisica

2-1 aree interessate all'indagine;

2-2 individuazione di eventuali aree protette (nazionali, regionali, SIC e ZPS);

2-3 situazione idrogeologica e caratteri degli eventuali corsi superficiali;

2-4 descrizione degli habitat;

3. Effetti negativi e mitigazioni ambientali

3-1 sorgenti ad esplosivo;

3-2 sorgenti a massa vibrante;

3-3 sorgenti a massa battente;

3-4 stendimenti ed eventuali pozzetti;

3-5 trasporti e mezzi utilizzati;

3-6 ripristini territoriali.

2. Perforazione esplorativa

1. Finalità ed obiettivi del programma di ricerca

2. Progetto attività di perforazione esplorativa

2-1 tecniche di preparazione della postazione;

2-2 tecniche di perforazione e di circolazione dei fluidi;

2-3 tipologia di fluido di perforazione impiegato;

2-4 tecniche di tubaggio e protezione delle falde idriche sotterranee;

2-5 tecniche di prevenzione dei rischi ambientali (eruzione incontrollata; jet fire e campo di radiazioni termiche; dispersione aeriformi tossici, infiammabili e inquinanti, dispersione e ricaduta spray bifasico, percolamento e ruscellamento della fase liquida);

2-6 misure di attenuazione di impatto ed eventuale monitoraggio;

2-7 stima della produzione dei rifiuti (e loro tipologia), dell'emissione di inquinanti chimici nell'atmosfera;

2-8 tecniche di trattamento e scarica dei reflui (compresi i detriti di perforazione);

2-9 programma di ripristino territoriale;

2-10 tempi di realizzazione della postazione, della perforazione, di eventuali prove di produzione, del ripristino;

2-11 analisi dei rischi: probabilità di insorgenza, natura delle conseguenze avverse per l'uomo ed il biota, estensione dell'area con conseguenze avverse;

3. Inserimento ambientale attività di perforazione esplorativa

3-1 delimitazione delle aree interessate dalle operazioni, su carta in scala non inferiore a 1:100.000

3-2 definizione dell'ambito territoriale e descrizione dei sistemi ambientali interessati dal programma, su carte tematiche in scala non inferiore a 1:50.000, con riferimento a:

3-2-1 utilizzo del suolo, regime vincolistico, aree naturali protette, zone sottoposte a regime di salvaguardia;

3-2-2 ambiente idrico: caratterizzazione dei corsi d'acqua superficiali;

3-2-3 suolo e sottosuolo: caratterizzazione geomorfologica; caratterizzazione idrogeologica con indicazione delle falde idriche;

3-2-4 descrizione degli habitat.

3. Coltivazione

L'attività di coltivazione può prevedere anche una fase di prospezione geofisica

1. Programmazione nazionale e regionale

2. Progetto operazioni di coltivazione, produzione e sviluppo

2-1 finalità ed obiettivi del progetto

2-2 indagini geofisiche: si rinvia al punto 1-2 attività di prospezione geofisica

2-3 operazioni di perforazione di pozzi: si rinvia al punto 2 perforazioni esplorativa

- 2-4 descrizione dei pozzi di produzione con particolare riguardo a:
 - 2-4-1 completamento di produzione e misure di prevenzione dei rischi ambientali;
 - 2-4-2 monitoraggio di testa pozzo;
 - 2-4-3 postazione con eventuali attenuazioni di impatto e ripristini parziali;
 - 2-4-4 programma di ripristino territoriale;
 - 2-4-5 tempi di realizzazione;
- 2-5 descrizione dei sistemi di trasporto
 - 2-5-1 condotte o autotrasporto;
 - 2-5-2 messa in opera ed aree di rispetto;
 - 2-5-3 programma di ripristino territoriale;
 - 2-5-4 tempi di realizzazione;
- 2-6 descrizione della centrale gas o centro olio, con particolare riferimento a:
 - 2-6-1 impianto di separazione;
 - 2-6-2 impianto di trattamento;
 - 2-6-3 stima della produzione di rifiuti, degli scarichi idrici, della emissione di inquinanti in atmosfera;
 - 2-6-4 tempi di realizzazione della costruzione e di vita dell'opera;
 - 2-6-5 programma di ripristino territoriale;
- 2-7 analisi dei rischi
- 3. *Inserimento ambientale (per le singole opere)*
 - 3-1 delimitazione delle aree interessate dalle opere;
 - 3-2 definizione dell'ambito territoriale e descrizione dei sistemi ambientali interessati dal programma su carte tematiche in scala non inferiore a 1:25.000 con riferimento a:
 - 3-2-1 utilizzo del suolo, regime vincolistico, aree naturali protette, zone sottoposte a regime di salvaguardia;
 - 3-2-2 atmosfera: caratterizzazione meteorologica, valutazione del grado di inquinamento preesistente;
 - 3-2-3 ambiente idrico: caratterizzazione dei corsi d'acqua superficiali prossimi alle postazioni dei pozzi ed agli impianti;
 - 3-2-4 suolo e sottosuolo: caratterizzazione geomorfologia, caratterizzazione geotecnica, caratterizzazione idrogeologica con indicazione delle falde idriche sotterranee;
 - 3-2-4 rischi geologici, compresa la microsismicità e la sismicità indotta delle eventuali prove di pompaggio;
 - 3-2-5 carta della vegetazione significativa.
- 4. *Effetti negativi e mitigazioni ambientali*
 - 4-1 indagini geofisiche: si rinvia al punto 3 prospezione geofisica
 - 4-2 pozzi in fase di perforazione: si rinvia al punto 2 perforazione esplorativa
 - 4-3 pozzi in fase di produzione
 - 4-4 sistema di trasporto
 - 4-5 centrale gas o centro olio
 - 4-6 ripristino territoriale

— • —

ALLEGATO A2

Documentazione richiesta per l'intesa relativa alle fasi operative dello stoccaggio di gas in sotterraneo

- 1. *Progetto operazioni di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo*
 - 1-1 finalità ed obiettivi del progetto
 - 1-2 indagini geofisiche: si rinvia al punto 1-2 attività di prospezione geofisica
 - 1-3 operazioni di perforazione di pozzi: si rinvia al punto 2 perforazione esplorativa
 - 1-4 descrizione dei pozzi per erogazione ed immissione del gas con particolare riguardo a:
 - 1-4-1 completamento del pozzo e misure di prevenzione dei rischi ambientali;
 - 1-4-2 monitoraggio di testa pozzo;
 - 1-4-3 postazione con eventuali attenuazioni di impatto e ripristini parziali;

- 1-4-4 programma di ripristino territoriale;
- 1-4-5 tempi di realizzazione;
- 1-5 descrizione dei sistemi di trasporto
 - 1-5-1 gasdotti;
 - 1-5-2 messa in opera ed aree di rispetto;
 - 1-5-3 programma di ripristino territoriale;
 - 1-5-4 tempi di realizzazione;
- 1-6 descrizione della centrale di compressione e per il trattamento del gas;
- 1-7 analisi dei rischi.
- 2. *Inserimento ambientale (per le singole opere)*
Si rinvia al punto 3 attività di coltivazione.
- 3. *Effetti negativi e mitigazioni ambientali*
Si rinvia al punto 4 attività di perforazione.
- 4. *Studi e relazione relativi alla tenuta del giacimento.*

ALLEGATO A3

Monitoraggio fasi operative di ricerca e di coltivazione e di stoccaggio del gas in sotterraneo

I ricettori da monitorare, per quanto ritenuto necessario, possono essere l'aria, le acque, superficiali o sotterranee, il suolo, gli ecosistemi; per definire gli interventi effettivi ed il loro grado di rilevanza, occorre valutare quali siano le situazioni di contaminazione /disturbo possibili e le loro modalità di accadimento. In alcuni casi particolari potrà essere utile avere un riferimento della situazione «senza evento», al fine di determinare i rapporti di causa effetto tra attività mineraria e pericolo, e a quantificare gli effetti.

Fatti salvi gli obblighi di legge e le misure di mitigazione stabilite nell'ambito della procedura di VIA la Società richiedente, sulla base delle informazioni territoriali e ambientali acquisite direttamente e di quelle disponibili a livello locale, regionale o nazionale, specificandone le fonti, dovrà fornire la seguente documentazione:

1. proposta del quadro territoriale e ambientale, evidenziando in particolare gli elementi più vulnerabili o sensibili;
2. valutazione delle aree di danno per ciascuna delle categorie di effetti e per i diversi scenari incidentali;
3. progetto di un sistema di monitoraggio massimizzando la sinergia con le informazioni ricavabili dal monitoraggio effettuato per scopi diversi dalla protezione ambientale e con i sistemi di monitoraggio ambientale gestiti ARPA e da altri enti pubblici;
4. integrazione del sistema di monitoraggio in corso d'opera con i rilievi della fase successiva al «decommissioning» e alla bonifica del sito;
5. definizione della periodicità di misure e campionamenti, delle modalità di archiviazione e di trasmissione dei dati;
6. definizione delle modalità di informazione e comunicazione alla popolazione degli effetti territoriali e ambientali delle attività svolte sia per la ordinaria conduzione delle attività, sia per i possibili scenari incidentali, siano essi rilevanti o incidenti di minore entità);
7. previsione delle modalità di verifica di funzionalità e aggiornamento del sistema di monitoraggio.

Con specifico riferimento alle attività di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo, dovranno essere monitorate, con un opportuno programma operativo, le vibrazioni del suolo, con l'utilizzo di geofoni collocati in superficie o anche lungo un pozzo di monitoraggio. Dovrà inoltre essere prevista una attività di valutazione e controllo delle emissioni diffuse in atmosfera. Il responsabile del procedimento potrà richiedere specifiche valutazioni professionali da parte di ARPA.

I costi di progettazione, installazione, manutenzione e gestione del sistema di monitoraggio sono a carico della Società richiedente. I dati dovranno essere archiviati e trasmessi periodicamente agli enti pubblici territorialmente competenti, i quali ne hanno anche la proprietà.

