

SOMMARIO

Bollettino Ufficiale degli
Idrocarburi e della Geotermia
Anno L - N° 10

Direttore responsabile:
GILBERTO DIALUCE

Redazione:
MARIA BEATRICE DE AMICIS

Grafica e impaginazione:
OMBRETTA COPPI

AVVERTENZE

- IDROCARBURI - Attività di ricerca e coltivazione in terra e in mare
- MERCATO DEL GAS NATURALE - Attività di stoccaggio
- GEOTERMIA - Attività di ricerca e coltivazione
- LEGGI, DECRETI, DISPOSIZIONI E COMUNICATI
- REGIONE SICILIA
- DATI STATISTICI
- INDIRIZZI
- ELENCHI ISTANZE
- APPENDICE: INDICI - ELENCHI

AVVERTENZE Pag. 6
AVVISO DI RETTIFICA Pag. 7



IDROCARBURI

TITOLI MINERARI RICHIESTI O CONCESSI NELLA TERRAFERMA

■ ISTANZE DI PERMESSO DI RICERCA

NUOVE ISTANZE

- **POVEGLIANO** - Istanza di permesso di ricerca (Treviso) - Società Compagnia Generale Idrocarburi Pag. 8

■ PERMESSI DI RICERCA

■ ISTANZE DI CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE

NUOVE ISTANZE

- **CASCINA CASTELLO** - Istanza di concessione di coltivazione (Cremona, Lodi, Milano) - Società Northsun Italia Pag. 8

■ CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE

ISTANZE DI PROROGA

- **MONTE MORRONE** – Istanza di proroga della concessione di coltivazione (Matera) – Società Gas Plus Italiana *Pag. 9*

DECRETI DI PROROGA

- **SALGASTRI** – Decreto ministeriale 11 settembre 2006 di proroga della concessione di coltivazione (Bologna) – Società Lazzi Gas *Pag. 9*

TITOLI MINERARI RICHIESTI O CONCESSI NEL SOTTOFONDO DEL MARE TERRITORIALE E DELLA PIATTAFORMA CONTINENTALE

■ ISTANZE DI PERMESSO DI PROSPEZIONE

■ ISTANZE DI PERMESSO DI RICERCA

NUOVE ISTANZE

- **d149D.R.-NP** – Istanza di permesso di ricerca (Mare Adriatico, Zona D) – Società Northern Petroleum *Pag. 12*

■ PERMESSI DI RICERCA

■ ISTANZE DI CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE

NUOVE ISTANZE

- **d29B.C.-AG** – Istanza di concessione di coltivazione (Mare Adriatico, Zona B) – Società ENI *Pag. 13*

■ CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE





MERCATO DEL GAS NATURALE

DISPOSIZIONI E COMUNICATI

- **Stoccaggio di gas** – Comunicato ministeriale 26 settembre 2006 relativo alla conversione in stoccaggio di giacimenti in fase avanzata di coltivazione *Pag. 14*

	<p>LEGGI E DECRETI</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Stoccaggio di gas - Decreto ministeriale 4 agosto 2006 di massimizzazione degli stoccaggi di gas naturale <i>Pag. 19</i> ▪ Stoccaggio di gas - Decreto ministeriale 4 agosto 2006 di massimizzazione delle importazioni di gas naturale ed interrompibilità delle forniture di gas <i>Pag. 21</i> ▪ Stoccaggio di gas - Decreto ministeriale 29 settembre 2006 relativo a misure e modalità per assicurare l'approvvigionamento di gas naturale <i>Pag. 24</i>
--	---

	<p style="text-align: center;">GEOTERMIA</p> <p style="text-align: center;">ATTIVITA' DI RICERCA E COLTIVAZIONE DI RISORSE GEOTERMICHE</p>
---	---

	<p style="text-align: center;">LEGGI, DECRETI, DISPOSIZIONI E COMUNICATI</p>
--	---

	<p style="text-align: center;">REGIONE SICILIA</p>
---	---

	<p style="text-align: center;">DATI STATISTICI</p>
---	---

	<p style="text-align: center;">INDIRIZZI</p>
	<ul style="list-style-type: none"> ● MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO <i>Pag. 29</i>



ELENCHI DELLE ISTANZE

- ISTANZE DI PERMESSO DI RICERCA IN TERRA *Pag. 30*
- ISTANZE DI PERMESSO DI PROSPEZIONE IN MARE *Pag. 32*
- ISTANZE DI PERMESSO DI RICERCA IN MARE *Pag. 33*
- ISTANZE DI CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE IN TERRA *Pag. 33*
- ISTANZE DI CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE IN MARE *Pag. 33*
- ISTANZE DI CONCESSIONE DI STOCCAGGIO *Pag. 34*
- TAVOLE FUORI TESTO *Pag. 35*



APPENDICE

1) INDICI

- PERMESSI DI RICERCA DI IDROCARBURI IN TERRA E IN MARE
- CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE IN TERRA E IN MARE
- CONCESSIONI DI STOCCAGGIO
- PERMESSI DI RICERCA DI RISORSE GEOTERMICHE
- CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE DI RISORSE GEOTERMICHE

2) ELENCHI DEI TITOLI

- PERMESSI DI RICERCA DI IDROCARBURI IN TERRA
- PERMESSI DI RICERCA DI IDROCARBURI IN MARE
- CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI IN TERRA
- CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI IN MARE
- CONCESSIONI DI STOCCAGGIO
- PERMESSI DI RICERCA DI RISORSE GEOTERMICHE
- CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE DI RISORSE GEOTERMICHE

3) ELENCO DELLE DITTE

- TITOLARI, RAPPRESENTANTI UNICHE E CONTITOLARI DI TITOLI MINERARI PER LA RICERCA E LA COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI E DI RISORSE GEOTERMICHE

AVVERTENZE

Al fine di agevolare la consultazione delle istanze e dei provvedimenti citati con il loro numero di pubblicazione nel *Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia*, si riportano qui di seguito i numeri di pubblicazione che contrassegnano le istanze ed i provvedimenti pubblicati in ciascun numero del *B.U.I.G.*

BOLLETTINO			NUMERI DI PUBBLICAZIONE		BOLLETTINO			NUMERI DI PUBBLICAZIONE	
Anno	Numero	Data di pubblicazione	dal numero	al numero	Anno	Numero	Data di pubblicazione	dal numero	al numero
XLIV	1	31 gennaio 2000	1	20	XLVII	7	31 luglio 2003	89	100
XLIV	2	29 febbraio 2000	21	33	XLVII	8	31 agosto 2003	101	118
XLIV	3	31 marzo 2000	34	44	XLVII	9	30 settembre 2003	119	124
XLIV	4	30 aprile 2000	45	72	XLVII	10	31 ottobre 2003	125	135
XLIV	5	31 maggio 2000	73	77	XLVII	11	30 novembre 2003	136	144
XLIV	6	30 giugno 2000	78	98	XLVII	12	31 dicembre 2003	145	167
XLIV	7	31 luglio 2000	99	115					
XLIV	8	31 agosto 2000	-	-	XLVIII	1	31 gennaio 2004	1	10
XLIV	9	30 settembre	-	-	XLVIII	2	29 febbraio 2004	11	24
XLIV	10	31 ottobre 2000	-	-	XLVIII	3	31 marzo 2004	25	47
XLIV	11	30	-	-	XLVIII	4	30 aprile 2004	48	60
XLIV	12	31 dicembre 2000	-	-	XLVIII	5	31 maggio 2004	61	69
					XLVIII	6	30 giugno 2004	70	82
XLV	1	31 gennaio 2001	1	17	XLVIII	7	31 luglio 2004	83	87
XLV	2	29 febbraio 2001	18	-	XLVIII	8	31 agosto 2004	88	104
XLV	3	31 marzo 2001	-	-	XLVIII	9	30 settembre 2004	105	112
XLV	4	30 aprile 2001	-	-	XLVIII	10	31 ottobre 2004	113	119
XLV	5	31 maggio 2001	-	-	XLVIII	11	30 novembre 2004	120	147
XLV	6	30 giugno 2001	-	-	XLVIII	12	31 dicembre 2004	148	158
XLV	7	31 luglio 2001	-	-					
XLV	8	31 agosto 2001	-	-	XLIX	1	31 gennaio 2005	1	8
XLV	9	-	-	-	XLIX	2	28 febbraio 2005	9	19
XLV	10	31 ottobre 2001	-	-	XLIX	3	31 marzo 2005	20	32
XLV	11	30 novembre	-	-	XLIX	4	30 aprile 2005	33	43
XLV	12	31 dicembre	-	-	XLIX	5	31 maggio 2005	44	49
					XLIX	6	30 giugno 2005	50	71
XLVI	1	31 gennaio 2002	1	23	XLIX	7	31 luglio 2005	72	95
XLVI	2	28 febbraio 2002	24	27	XLIX	8	31 agosto 2005	96	107
XLVI	3	31 marzo 2002	28	43	XLIX	9	30 settembre 2005	108	113
XLVI	4	30 aprile 2002	44	72	XLIX	10	31 ottobre 2005	114	127
XLVI	5	31 maggio 2002	73	95	XLIX	11	30 novembre 2005	128	136
XLVI	6	30 giugno 2002	96	109	XLIX	12	31 dicembre 2005	137	155
XLVI	7	31 luglio 2002	110	123					
XLVI	8	31 agosto 2002	124	146	L	1	31 gennaio 2006	1	15
XLVI	9	30 settembre	147	166	L	2	28 febbraio 2006	16	34
XLVI	10	31 ottobre 2002	167	171	L	3	31 marzo 2006	35	43
XLVI	11	30 novembre	172	178	L	4	30 aprile 2006	44	61
XLVI	12	31 dicembre	179	205	L	5	31 maggio 2006	62	71
					L	6	30 giugno 2006	72	81
XLVII	1	31 gennaio 2003	1	8	L	7	31 luglio 2006	82	94
XLVII	2	28 febbraio 2003	9	24	L	8	31 agosto 2006	95	113
XLVII	3	31 marzo 2003	25	40	L	9	30 settembre 2006	114	124
XLVII	4	30 aprile 2003	41	64	L	10	31 ottobre 2006	125	134
XLVII	5	31 maggio 2003	65	81					
XLVII	6	30 giugno 2003	82	88					

La delimitazione delle istanze, dei permessi e delle concessioni pubblicate sui BUIG è rappresentata esclusivamente dalle relative coordinate geografiche, pertanto le tavole allegate sono puramente indicative ed eventuali incongruenze con le suddette coordinate geografiche sono da considerarsi semplici imprecisioni grafiche.

Eventuali opposizioni o reclami avverso le istanze ed i provvedimenti pubblicati nel *B.U.I.G.*, redatte in carta legale, vanno indirizzate al Ministero dello sviluppo economico - Direzione generale dell'energia e delle risorse minerarie - Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia - Roma, Via Molise, 2 (C.A.P. 00187).

Si comunica inoltre che, per ovviare ai ritardi tecnici nella distribuzione e messa in vendita del *B.U.I.G.*, gli Operatori interessati alla tempestiva conoscenza dei dati di pubblicazione possono consultare le bozze di stampa o, in assenza, il sommario ed i piani topografici, presso la Redazione del *B.U.I.G.*, all'indirizzo suddetto, a partire dal 1° giorno del mese successivo alla data di pubblicazione del Bollettino stesso.

AVVISO DI RETTIFICA

Si avvisa che nell'istanza di permesso di ricerca «TRE PONTI», presentata dalla Società AleAnna Resources e pubblicata nel B.U.I.G. Anno L – N. 9, fra le province è stata omessa quella di Ferrara, in parte interessata dall'istanza stessa.

Si avvisa, inoltre, che negli Elenchi relativi al presente Bollettino, per la concessione di coltivazione «POLICORO», verrà rettificata la distribuzione delle superfici erroneamente imputate alle Regioni Basilicata e Calabria. Le superfici esatte sono:

Regione Basilicata, provincia Matera: 155,25 km²;

Regione Calabria, provincia Cosenza: 8,75 km².

Resta pertanto invariata la superficie complessiva della concessione, pari a 164,00 km².

ATTIVITA' DI RICERCA E COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI IN TERRA

ISTANZE DI PERMESSI DI RICERCA

NUOVE ISTANZE

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **125**.

Istanza di permesso di ricerca «POVEGLIANO» presentata dalla Società Compagnia Generale Idrocarburi (estratto).

Richiedente: Società COMPAGNIA GENERALE IDROCARBURI - Roma, Via Cavour, 44.

Data di presentazione dell'istanza: 21 settembre 2006.

Denominazione convenzionale del permesso richiesto: «POVEGLIANO».

Ubicazione e delimitazione del permesso richiesto:

- *Provincia*: Treviso.

- *Foglio della Carta d'Italia alla scala 1:100.000 (I.G.M.)*: 38-51.

- *Coordinate geografiche dei vertici*:

<i>Vertice</i>	<i>Longitudine W Monte Mario</i>	<i>Latitudine N</i>
a	Intersezione tra la linea di delimitazione della ex Zona ENI ed il parallelo 45° 52';	
b	0° 02'	45° 52'
c	0° 02'	45° 38'
d	0° 10'	45° 38'
e	0° 10'	45° 41'
f	0° 24'	45° 41'
g	0° 24'	45° 48'
h	0° 18'	45° 48'
i	Intersezione tra il meridiano 0° 18' e la linea di delimitazione della ex Zona ENI.	

Dal vertice *i* al vertice *a* la linea di delimitazione del permesso è rappresentata dalla linea di delimitazione della ex Zona ENI.

- *Superficie richiesta*: km² 529,75.

Riproduzione del piano topografico del permesso richiesto: Tav. n. 1 fuori testo.

ISTANZE DI CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE

NUOVE ISTANZE

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **126.**

Istanza di concessione di coltivazione «CASCINA CASTELLO » presentata dalla Società Northsun Italia (estratto).

Richiedente: Società NORTHSUN ITALIA – Roma, Via Boncompagni, 47.

Data di presentazione dell'istanza: 4 settembre 2006.

Permesso di ricerca nel cui ambito rimane ubicata l'area richiesta in concessione: «CASCINA SAN PIETRO».

Denominazione convenzionale della concessione richiesta: «CASCINA CASTELLO».

Ubicazione e delimitazione della concessione richiesta:

- *Provincia:* Cremona – Lodi - Milano.

- *Foglio della Carta d'Italia alla scala 1 : 100.000 (I.G.M.):* 46.

- *Coordinate geografiche dei vertici:*

Vertice	Longitudine W M. Mario	Latitudine N
a	2° 58'	45° 28'
b	2° 55'	45° 28'
c	2° 55'	45° 26'
d	2° 58'	45° 26'

- *Superficie richiesta:* km² 14,49.

Riproduzione del piano topografico della concessione richiesta: Tav. n. 2 fuori testo.

CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE

ISTANZE DI PROROGA DI CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **127.**

Istanza di proroga della concessione di coltivazione «MONTE MORRONE» presentata dalla Società Gas Plus Italiana (estratto).

Richiedente: Società GAS PLUS ITALIANA – Milano, Viale E. Forlanini, 17.

Data di presentazione dell'istanza: 1 settembre 2006.

Denominazione della concessione di coltivazione della quale si chiede la proroga: «MONTE MORRONE» (v. Elenco delle concessioni di coltivazione, n. 808 di riferimento).

Ubicazione ed estensione attuale della medesima:

- *Provincia:* Matera.

- *Superficie:* km² 29,72.

- *Superficie dell'area della concessione per la quale si chiede la proroga:* km² 29,72.

DECRETI DI PROROGA DI CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **128.**

DECRETO MINISTERIALE 11 settembre 2006.

Proroga della concessione di coltivazione «SALGASTRI » della Società Lazzi Gas.

IL DIRETTORE GENERALE DELL'ENERGIA E DELLE RISORSE MINERARIE

Vista la legge 11 gennaio 1957, n 6;

Vista la legge 21 luglio 1967, n. 613;

Vista la legge 9 gennaio 1991, n. 9;

Visto il Decreto legislativo 11 maggio 1999, n. 152;

Visto il Decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22;

Vista la legge 8 agosto 1985, n. 431;

Vista la legge 6 dicembre 1991, n. 394;

Visto il decreto legislativo 3 febbraio 1993, n. 29;

Visto il D.M. 6 agosto 1991, di approvazione del nuovo disciplinare tipo per i permessi di prospezione e ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi;

Visto il regolamento di cui al D.P.R. 18 aprile 1994, n. 484 recante la disciplina dei procedimenti di conferimento dei permessi di prospezione e ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi;

Visto il regolamento di cui al D.P.R. 18 aprile 1994, n. 526, recante norme per disciplinare la valutazione dell'impatto ambientale, relativa alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi;

Visto il Decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, relativo alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi;

Visto il D.M. 24 ottobre 1938 con il quale è stata accordata alla Ditta Fratelli Lazzi, per la durata di anni trenta, la concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "SALGASTRI", dell'estensione di ha 51, ubicata in provincia di Bologna;

Visto il D.M. 8 ottobre 1943 con il quale l'area della concessione "SALGASTRI" è stata ampliata da ha 51 a ha 2317;

Visti i DD.MM. 23 ottobre 1961 e 31 luglio 1962 con i quali l'area della concessione "SALGASTRI" è stata ridotta a Km² 11,45;

Visti i DD.MM. 5 dicembre 1968 e 1 aprile 1994 con i quali la concessione è stata prorogata fino al 24 ottobre 2003 e intestata alla Società LAZZI GAS s.r.l.;

Vista l'istanza pervenuta il 10 ottobre 2003 con la quale la Società LAZZI GAS s.r.l. ha chiesto la proroga della concessione "SALGASTRI";

Visto il rapporto del 2 marzo 2004 prot. n. 1433 con il quale l'Ingegnere Capo dell'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi Ufficio F5 di Bologna ha espresso parere favorevole all'accoglimento dell'istanza di proroga;

Vista la relazione dell'ufficio F2 dell'UNMIG in data 29 marzo 2003 favorevole all'accoglimento dell'istanza stessa;

Vista la nota ministeriale datata 29 aprile 2004 prot. n. 492216 con la quale, è stata richiesta l'intesa con la Regione Emilia Romagna, ai sensi del D.leg.vo 31 marzo 1998 n° 112 ed in conformità all'accordo procedimentale sancito dalla conferenza Stato-Regione in data 24 aprile 2001;

Visto la delibera della Regione Emilia Romagna N. AIA/ENE/05/21483 del 20 luglio 2005, con la quale la Giunta Regionale della Regione Emilia Romagna ha espresso l'intesa favorevole alla proroga della concessione;

Considerato che la proroga è giustificata dalla prosecuzione delle attività di coltivazione in atto;

Considerato che la proroga richiesta non presenta problemi di particolari rilevanza, ai sensi dell'art 18, del citato D.P.R. n° 484;

D E C R E T A:

Art. 1 – Alla Società LAZZI GAS S.r.l. (c.f.LZZFNC28E29H980F) con sede a Firenze, via Mercadante n. 2/B (CAP 50144) è accordata la proroga quinquennale della concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata «SALGASTRI», a decorrere dal 24 ottobre 2003 fino al 24 ottobre 2008, ricadente nella provincia di Bologna, dell'estensione di kmq 11,45.

Art.2 – E' approvato il programma lavori che prevede la prosecuzione dell'attività di produzione, la manutenzione e pulizia dei pozzi esistenti ed il completamento del programma precedentemente approvato con la perforazione di residui quattro pozzi.

Art. 3 – La società è tenuta:

- a) ad osservare, oltre agli obblighi stabiliti con i DD.MM. nelle premesse citato, ed a tutte le condizioni e prescrizioni contenute nel Disciplinare tipo approvato con il D.M. 6 agosto 1991 nelle premesse citato, nonché tutte le prescrizioni e limitazioni che altre Amministrazioni dello Stato potranno imporre a tutela dei pubblici interessi, nonché al rispetto delle norme sulla sicurezza e salute dei luoghi di lavoro, in particolare da quanto stabilito nel D.P.R. 9 aprile 1958, n. 128 e dal Decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624;
- b) in caso di perforazione di nuovi pozzi, a presentare apposita istanza corredata di adeguata documentazione tecnica presso i competenti organi regionali, ai fini della verifica di compatibilità ambientale in applicazione dell'art 4 comma 2 del D.P.R. 526/94;
- c) ad osservare le prescrizioni e le raccomandazioni prescritte nell'intesa Stato-Regione della Regione Emilia Romagna di cui alla citata delibera N. AIA/ENE/05/21483 del 20 luglio 2005 che fa parte integrante del presente decreto ed in particolare qualora nel prosieguo dell'attività di coltivazione si rendano necessarie opere sul campo o modifiche impiantistiche la società titolare deve presentare alla Regione una relazione ambientale, ai sensi della normativa regionale, comprendente il progetto da eseguire per sottoporlo alla procedura V.I.A.;
- d) a corrispondere allo Stato il canone annuo anticipato ai sensi della normativa vigente;
- e) a provvedere alla adeguata programmazione delle chiusure minerarie dei pozzi a fine vita produttiva dei pozzi stessi.

Il presente decreto sarà pubblicato nel Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia e consegnato alla Società LAZZI GAS s.r.l. tramite l'Agenzia del Demanio Filiale Emilia Romagna.
Roma, 11 settembre 2006.

Il Direttore generale: GARRIBBA

ATTIVITA' DI RICERCA E COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI IN MARE

ISTANZE DI PERMESSI DI RICERCA

NUOVE ISTANZE

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **129.**

Istanza di permesso di ricerca «d149D.R-.NP» presentata dalla Società Northern Petroleum (estratto).

Richiedente: Società NORTHERN PETROLEUM UK – Roma, Viale di Trastevere, 249.

Data di presentazione dell'istanza: 29 settembre 2006.

Denominazione convenzionale del permesso richiesto: «d149D.R-.NP».

Ubicazione e delimitazione del permesso richiesto:

- *Sottofondo marino*: Mare Adriatico (Zona D).

- *Foglio della Carta nautica delle coste d'Italia alla scala 1 : 250.000 (I.I.M.)*: 921.

- *Coordinate geografiche dei vertici*:

Vertice	Longitudine E Greenwich	Latitudine N
a	17° 26'	41° 08'
b	17° 30'	41° 08'
c	17° 30'	41° 07'
d	17° 48'	41° 07'
e	17° 48'	41° 05'
f	17° 51'	41° 05'
g	17° 51'	40° 59'
h	17° 57'	40° 59'
i	17° 57'	40° 56'
l	17° 55'	40° 56'
m	17° 55'	40° 55'
n	17° 32'	40° 55'
o	17° 32'	41° 01'
p	17° 26'	41° 01'

- *Superficie richiesta*: km² 735,70.

Riproduzione del piano topografico del permesso richiesto: Tav. n. 3 fuori testo.

CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE

NUOVE ISTANZE

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **130.**

Istanza di concessione di coltivazione «d29B.C-.AG» presentata dalla Società ENI (estratto).

Richiedente: Società ENI - Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1.

Data di presentazione dell'istanza: 19 settembre 2006.

Permesso di ricerca nel cui ambito rimane ubicata l'area richiesta in concessione: «B.R250.AG» (v. Elenco dei permessi di ricerca, n. 607 di riferimento).

Denominazione convenzionale della concessione richiesta: «d29B.C-.AG».

Ubicazione e delimitazione della concessione richiesta:

- *Sottofondo marino*: Mare Adriatico (Zona B).

- *Foglio della Carta nautica della coste d'Italia alla scala 1:250.000 (I.I.M.)*: 923.

- *Coordinate geografiche dei vertici*:

Vertice	Longitudine E. Greenwich	Latitudine N.
a	14° 11'	43° 47'
b	14° 12'	43° 47'
c	14° 12'	43° 46'
d	14° 15'	43° 46'
e	14° 15'	43° 43'
f	14° 13'	43° 43'
g	14° 13'	43° 44'
h	14° 11'	43° 44'

- *Superficie richiesta*: km² 27,31.

Riproduzione del piano topografico della concessione richiesta: Tav. n. 4 fuori testo.

MERCATO DEL GAS NATURALE

DISPOSIZIONI E COMUNICATI

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **131**.

COMUNICATO MINISTERIALE del 26 settembre 2006.

Conversione in stoccaggio di giacimenti in fase avanzata di coltivazione. Comunicazione ai sensi dell'art. 2, comma 2, del D.M. 27 marzo 2001.

DIREZIONE GENERALE DELL'ENERGIA E DELLE RISORSE MINERARIE

(Avvertenza: il comunicato che segue è la versione corretta degli errori rilevati sull'originale pubblicato sul sito www.attivitaproduttive.gov.it il 26 settembre 2006. Le parti corrette sono presentate a carattere corsivo in grassetto)

Conversione in stoccaggio di giacimenti in fase avanzata di coltivazione. Comunicazione ai sensi dell'articolo 2, comma 2, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 27 marzo 2001.

Ai sensi dell'articolo 4, comma 2, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 27 marzo 2001 (di seguito: [decreto 27 marzo 2001](#)), pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* del 27 aprile 2001, i titolari di concessioni di coltivazione di giacimenti in terraferma, con riserve di gas originariamente in posto superiori a 500 milioni di Smc, per i quali almeno il 60% delle riserve producibili sono state prodotte, hanno trasmesso a questo Ministero le informazioni disponibili atte a stabilire se i giacimenti medesimi siano tecnicamente ed economicamente adatti per essere adibiti a stoccaggio.

L'Ufficio D1 - *Mercato del gas naturale* - e l'Ufficio F5 - *Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia per l'Italia settentrionale e relativo offshore* - della Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie (di seguito: DGERM) in base ai dati ricevuti hanno selezionato alcuni giacimenti in terraferma in fase di avanzata coltivazione suscettibili di essere tecnicamente ed economicamente adibiti a stoccaggio, in relazione:

- ai criteri per l'idoneità alla conversione in stoccaggio indicati nell'articolo 1 del medesimo decreto 27 marzo 2001;
- alle necessità di stoccaggio emerse nei periodi di emergenza del sistema nazionale del gas durante gli inverni 2004-2005 e 2005-2006 a seguito del monitoraggio del sistema del gas nazionale effettuato dal Comitato tecnico per l'emergenza e il monitoraggio del sistema del gas;
- alle necessità emerse dal rapporto finale della Commissione di verifica e segnalazione del sistema del gas, istituita con decreto del Direttore generale della DGERM del 7 luglio 2005;
- alle innovazioni tecnologiche presentate dagli operatori nel settore dello stoccaggio di gas naturale, che hanno consentito di esercire l'attività, nel rispetto dei vincoli imposti dalla salvaguardia dei giacimenti e dalla sicurezza delle lavorazioni, a pressioni uguali o superiori a quella iniziale di giacimento.

Considerato che la procedura per consentire la conversione in stoccaggio di giacimenti in fase avanzata di coltivazione, stabilita dall'articolo 2 del citato decreto, risulta applicabile per consentire la manifestazione d'interesse da parte di operatori del settore che ritengano opportuno presentare uno o più progetti per sviluppare l'attività di stoccaggio in uno o più siti ritenuti idonei, si comunica l'elenco dei giacimenti, riportati nella tabella dell'allegato 1, nonché le ulteriori informazioni relative a ciascun giacimento riportate nell'allegato 2.

L'elenco dei giacimenti comprende alcuni dati tecnici rilevanti.

Ulteriori elementi sui giacimenti risultati idonei sono disponibili presso l'Ufficio D1 della DGERM, concordando le modalità di consultazione via mail all'indirizzo:

area.gas@attivitaproduttive.gov.it

I giacimenti indicati sono ubicati in concessioni di coltivazione in titolo alla società ENI Spa - Divisione *Exploration & Production*, per alcune delle quali, "ROMANENGO" e "PIADENA", è in via di perfezionamento l'iter amministrativo della richiesta di rilascio.

Come previsto all'articolo 2, comma 3, del decreto sopra citato, gli operatori interessati possono presentare, esclusivamente via mail all'indirizzo già indicato dell'Ufficio D1 della DGERM, a partire dalle ore 8,00 del 28 settembre 2006 ed entro le ore 12,00 del 20 ottobre 2006, l'elenco dei giacimenti per i quali intendono acquisire, a mezzo di accesso al *data room* di cui all'articolo 2, comma 4, dello stesso decreto, i dati di dettaglio necessari per effettuare lo studio di fattibilità per la conversione in stoccaggio.

A partire dal mese di ottobre 2006, **presso la sede di San Donato Milanese (MI)** della società ENI Spa - Divisione *Exploration & Production* - saranno resi disponibili **i dati della sismica 2D e**, presso la sede del Distretto operativo di Ravenna, **gli ulteriori** seguenti dati per ogni giacimento:

- profili 1:1000;
- dati *logs*;
- dati sulla produzione per pozzo e livello;
- schema di completamento dei pozzi;
- descrizione degli impianti di trattamento
- misure di pressione;
- interpretazione delle prove di produzione;
- eventuali interventi di work over o chiusure minerarie effettuate;
- eventuali studi di giacimento;
- schema della rete di raccolta.

L'accesso al *data room* di entrambe le sedi dell'ENI Spa - *Divisione Exploration & Production* - è regolato da apposito contratto da richiedere all'indirizzo mail:

Virna.Valli@Eni.it

comprensivo delle condizioni di riservatezza di carattere commerciale che l'operatore interessato deve sottoscrivere ai fini della consultazione dei dati. L'onere è stato quantificato dalla società ENI Spa - *Divisione Exploration & Production* in 10.000 euro. La società ospitante garantisce la presenza di personale specializzato per l'uso e l'interpretazione dei programmi utilizzati negli elaboratori elettronici presenti nel *data room*, nonché la presenza di un esperto per l'interpretazione geofisica dei dati.

Il calendario di accesso al *data room* sarà stabilito da questa Direzione in funzione delle richieste di accesso.

Con successivo comunicato, conclusa la fase di consultazione del *data room*, saranno rese note le modalità e i tempi di presentazione delle istanze volte al conferimento di concessioni di stoccaggio per uno o più giacimenti ritenuti idonei.

Il referente dell'Ufficio D1 di questa Direzione a cui richiedere informazioni sul presente comunicato è il dr. Roberto Rocchi - tel. 0647052375 - Roberto.Rocchi@attivitaiproduttive.gov.it.

Infine, si rammenta che ai sensi dell'articolo 3 del decreto del Ministro delle attività produttive 26 agosto 2005, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 222 del 23 settembre 2005, gli operatori che possono richiedere la concessione di stoccaggio sono le persone fisiche o giuridiche con sede sociale in Italia o in altri Stati membri dell'Unione europea, e secondo condizioni di reciprocità, persone fisiche e giuridiche aventi sede sociale in Stati che ammettono operatori italiani allo stoccaggio sotterraneo di gas naturale, che possiedono i requisiti di capacità tecnica, economica ed organizzativa come indicata ai commi 4 e 5 del medesimo articolo.

Il presente comunicato è pubblicato nel sito *internet* del Ministero dello sviluppo economico e nel Bollettino ufficiale per gli idrocarburi e la geotermia.

Allegato 1 – Elenco dei giacimenti in fase di avanzata coltivazione per i quali è possibile presentare un progetto di conversione a stoccaggio di gas naturale

GIACIMENTO	CONCESSIONE COLTIVAZIONE	SCADENZA CONCESSIONE COLTIVAZIONE	TITOLARE	ROCCIA SERBATOIO	MECCANISMO DI PRODUZIONE	EFFICIENZA DELL'ACQUIFERO	STIMA EFFICIENZA TECNICA STOCCAGGIO
Bagnolo-Mella	BAGNOLO MELLA	gen-2017	ENI	sabbie e ghiaia	espansione gas + spinta d'acqua	modesta spinta dell'acquifero	BASSA ($\leq 30\%$)
Piadena Est	PIADENA	rinuncia del 26-07-04	ENI	corpi sabbiosi con intercalazioni argillose	spinta d'acqua	forte spinta dell'acquifero	BASSA ($\leq 30\%$)
Rapagnano	RAPAGNANO	apr-2010	ENI	sequenze torbiditiche	espansione gas + spinta d'acqua	forte spinta dell'acquifero	BASSA ($\leq 30\%$)
Romanengo	ROMANENGO	rinuncia del 26-05-99	ENI	sabbie e ghiaia	espansione gas + spinta d'acqua	debole spinta dell'acquifero	BASSA ($\leq 30\%$)
S. Benedetto	S.BENEDETTO DEL TRONTO	set-2014	ENI (85,5%)	arenarie - sabbie in depositi torbiditici	espansione + spinta d'acqua	modesta spinta dell'acquifero	ALTA ($\geq 40\%$)

GIACIMENTO	STATO DEL GIACIMENTO	GOIP DINAMICO *	INIZIO PRODUZIONE	PRESSIONE INIZIALE	PRESSIONE ATTUALE O DI ABBANDONO	RISERVE RESIDUE* (novembre 2005)	PRODUZIONE CUMULATIVA* (novembre 2005)
		Mm ³ standard		kg/cm ²	kg/cm ²	Mm ³ standard	Mm ³ standard
Bagnolo-Mella	gen-2001 produzione sospesa	730	lug-1955	136	125	0	640
Piadena Est	dic-1999 produzione sospesa	2 473	mar-1954	309 - 439	200 - 342	0	1 437
Rapagnano	dic-1996 produzione sospesa	232 (statico)	nov-1952	155 - 174	122 - 142	29	116
Romanengo	dic-1996 produzione sospesa	579	gen-1956	177 - 225	62 - 127	0	378
S. Benedetto	produzione in corso (liv.MP1)	1 748	ago-1986	302 - 495	80 - 158	22	1 118

legenda : * relativo ai livelli produttivi;

GIACIMENTO	RECOVERY FACTOR** (produzione cumulativa vs GOIP dinamico)	POROSITA'	PERMEABILITA'	NUMERO LIVELLI	N° POZZI	NOTE
	%	%	mD			
Bagnolo-Mella	88	24	32 - 200	1p	1	E' possibile richiedere al Ministero copia della relazione ENI del maggio 2005
Piadena Est	12 - 77	10 - 18	N.D.	4p + 9	1	E' possibile richiedere al Ministero copia della relazione ENI del maggio 2006
Rapagnano	50	20	<10	1p + 1	1 + 4S	E' possibile richiedere al Ministero copia della relazione ENI dell'aprile 2006
Romanengo	65	15 - 20	20 - 80	3p+5	2	E' possibile richiedere al Ministero copia della relazione ENI del maggio 2005
S. Benedetto	77	12 - 17	<10	5p + 15	1	E' possibile richiedere al Ministero copia della relazione ENI del marzo 2006

legenda : ** valori min-max; p = livello principale ; S = pozzo sterile; N.D. = non disponibile

Allegato 2 - informazioni relative a ciascun giacimento

1) Giacimento di Bagnolo-Mella

Il giacimento ricade nella concessione "BAGNOLO MELLA" comprendente un'area di 60,4 km² della Pianura Padana, nella provincia di Brescia.

E' costituito da un livello appartenente alla formazione "Ghiaie di Sergnano" (Messiniano), denominato M/A5. Il livello è formato da bancate di ghiaia e sabbia, con intercalazioni argillose ed è suddiviso in due unità (M/A5a e M/A5b), separate da un setto argilloso. Il top del livello, nella posizione del pozzo Bagnolo Mella 8, si trova a quota 1076 m slm. La struttura del *reservoir* è costituita da un'anticlinale, chiusa stratigraficamente lungo il fianco Nord Est. La porosità media risulta pari al 25%, la permeabilità risulta variare fra 32 e 200 mD.

Scoperto nel 1955, la produzione si è sviluppata nel periodo luglio 1956 - gennaio 2001, recuperando complessivamente un volume di gas pari a 639,4 Mm³ standard pari a circa l'88% delle riserve.

Attualmente nel campo è rimasto aperto il solo pozzo Bagnolo-Mella 8, posizionato in culmine di struttura, mentre tutti gli altri pozzi sono stati chiusi minerariamente. Il potenziale residuo di riserve di gas producibili si stima nullo.

In superficie, nel territorio del comune di Capriano Del Colle (**BS**), sono presenti in condizioni di conservazione manutentiva gli impianti del ciclo produttivo del pozzo Bagnolo-Mella 8: apparecchiature di testa pozzo, impianto di separazione, impianti ausiliari di servizio. La consegna del gas prodotto avveniva in area adiacente a quella mineraria ed era utilizzato per la generazione di energia elettrica realizzata da generatori ancora presenti in loco.

2) Giacimento di Piadena Est

Il giacimento è ricadente nella concessione "PIADENA", situata nella provincia di Cremona, per la quale è stata accolta l'istanza di rinuncia dell'ENI.

Il giacimento è costituito da 16 livelli mineralizzati a gas, a profondità variabili tra 2650 e 3200 m s.l.m., appartenenti alle formazioni "Porto Garibaldi" (Livelli X, A, B, C e D - Pliocene medio) e "Argille del Santerno" (Livelli E, F, G, H, I, L, M, N, O, P, Q - Pliocene inferiore). Strutturalmente la trappola che ha costituito l'accumulo di gas è legata ad un'anticlinale posizionata lungo la monoclinale pedepalina.

Complessivamente nel campo sono stati perforati 23 pozzi, di cui 15 rinvenuti mineralizzati a gas e messi in produzione, 7 sterili ed uno adibito alla reiniezione dell'acqua di strato. Attualmente l'unico pozzo non chiuso minerariamente è il Piadena Est 27.

La produzione di gas, iniziata nel marzo 1954, è stata interrotta nel dicembre 1999. La produzione cumulativa è pari a 1437 Mm³ di gas. Il meccanismo di produzione è prevalentemente a spinta d'acqua.

Tutti i livelli del giacimento non presentano riserve residue da produrre.

3) Giacimento di Rapagnano

Il giacimento ricade nella concessione "RAPAGNANO" comprendente un'area di 8,5 km² nella provincia di Ascoli Piceno.

Il giacimento di "Rapagnano" è costituito da due livelli di sabbie plioceniche, definiti "Sabbie" e "A2", che risiedono in depositi torbiditici appartenenti alla formazione "Carassai", in una struttura anticlinale fra 1282 e 1553 m s.l.m.. Le rocce di copertura (argille torbiditiche) appartengono alle stesse sequenze deposizionali delle rocce serbatoio.

Sono stati perforati 5 pozzi di cui 4 sterili e 1 entrato in produzione nel 1952. L'andamento delle pressioni in funzione della produzione cumulativa del gas indica la presenza **di un meccanismo di produzione a forte spinta d'acqua**. La porosità media è del 20% mentre la permeabilità è minore a 10 mD.

La valutazione statica del GOIP del livello "Sabbie", considerata più aderente alla realtà, consente di attribuire a questo livello valori pari a 200 Mm³ di gas di cui prodotti, fino al 1996, 108,5 Mm³. La valutazione dinamica del GOIP del livello "A2" presenta valori compresi fra 26-32 Mm³ di cui recuperati 7,1 Mm³.

L'ENI valuta la possibilità di ripristinare la produzione mediante appositi interventi programmati al pozzo Rapagnano 1, prospettando il recupero entro il 2012 di 29 Mm³ di gas da entrambi i livelli.

In considerazione dell'esiguo volume disponibile nel livello più superficiale dei due costituenti il *reservoir*, l'idoneità allo stoccaggio di gas naturale è riferibile al solo livello più profondo in cui le riserve residue ammontano a 14,4 Mm³, a fronte di una produzione cumulativa realizzata di 99 Mm³ che ha consentito la stima di un GOIP statico pari a 200 Mm³.

4) Giacimento di Romanengo

Il giacimento ricadeva nella concessione "ROMANENGO" comprendente un'area di 41,1 km² nelle province di Bergamo e Cremona, per la quale l'ENI spa ha presentato istanza di rilascio.

Il giacimento di Romanengo comprende tre livelli principali (F, G, H) costituiti da depositi sabbioso-ghiaiosi del Messiniano-Pliocene Inf. attribuiti alla formazione "Sabbie di Caviaga" e, le parti basali conglomeratiche, alla formazione "Ghiaie di Sergnano". I depositi, caratterizzati da spessori variabili, risiedono a profondità medie fra 1525 e 1675 m s.l.m. in una struttura anticlinale sezionata per faglie inverse che consentono di dividere in tre blocchi principali il campo. Ulteriori livelli mineralizzati a gas, non d'interesse per l'eventuale stoccaggio, costituiti da sabbie, giacciono più superficialmente all'interno di depositi pliocenici della formazione "Argille del Santerno", fra 1060 e 1180 m s.l.m..

Nell'ambito della storia produttiva sono stati perforati 10 pozzi. Attualmente i pozzi Romanengo 2 e 5 non sono chiusi minerariamente. La produzione cumulativa dei tre livelli principali è pari a 378,5 Mm³ di gas.

La valutazione del GOIP complessiva di 579 Mm³ potrebbe essere sovrastimata a causa della forte spinta dell'acquifero registrata in tutti i livelli.

Si stima che il potenziale produttivo del campo di Romanengo sia nullo.

5) Giacimento di San Benedetto

Il giacimento ricade nella concessione "SAN BENEDETTO DEL TRONTO" comprendente un'area di 87,2 km² nella provincia di Ascoli Piceno.

Il giacimento di "San Benedetto" è costituito da livelli di due formazioni clastiche plioceniche: "Montepagano" (livelli MP1, MPZ1, posti a profondità medie fra 2460 e 2480 m s.l.m.) e "Cellino" (18 livelli da SB1÷ SB18, a profondità medie fra 2840 e 3190 m s.l.m.). I livelli più superficiali sono sabbiosi e separati da setti argillosi con porosità da 12 a 14 % e permeabilità variabile da 1 a 7 mD. Quelli più profondi, della formazione "Cellino", sono costituiti da sabbie molto più fini con presenza di argilla. Il grado di argillosità caratterizza la scarsa permeabilità di questi livelli (circa 1 mD) e porosità variabile tra 12 e 17%.

La copertura è garantita da rocce della formazione "Argille del Santerno". Strutturalmente il giacimento si presenta come una trappola mista (in quanto anticlinale fagliata sul lato orientale per faglia inversa).

Sono stati perforati 6 pozzi di cui 4 sterili e 2 entrati in produzione. Il campo è in produzione dal 1986 ed attualmente è aperto il solo pozzo "San Benedetto 5".

L'andamento delle pressioni in funzione della produzione cumulativa di gas indica la presenza di un acquifero a debole spinta d'acqua.

Il gas prodotto dai due livelli più superficiali è pari a 675 Mm³, il GOIP dinamico è stimato a 1000 Mm³. Si stima che tramite il pozzo SB-5 possano essere prodotte dal livello MP1 riserve per complessivi ulteriori 22 Mm³ circa.

Il gas prodotto dai livelli della formazione "Cellino" è pari a 443 Mm³, il GOIP dinamico è stimato a 748 Mm³. In questo caso non si stimano riserve producibili.

LEGGI E DECRETI

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **132**.

DECRETO MINISTERIALE 4 agosto 2006.

Massimizzazione degli stoccaggi di gas naturale conferiti ai sensi dell'art. 18 del D.L.vo 23 maggio 2000, n. 164, con in corso l'immissione in stoccaggio dei volumi da utilizzare in erogazione nel corso del ciclo invernale 2006-2007.

IL MINISTRO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

Visto il decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00) ed in particolare l'articolo 18, che stabilisce che le imprese di vendita del gas hanno l'obbligo di fornire ai propri clienti la modulazione loro necessaria;

Visto l'articolo 28, comma 2, del decreto legislativo n. 164/00, che dispone che il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ora Ministero dello sviluppo economico provvede alla sicurezza, all'economicità e alla programmazione del sistema nazionale del gas e persegue tali obiettivi anche mediante specifici indirizzi con la finalità di salvaguardare il funzionamento coordinato del sistema degli stoccaggi e di ridurre la vulnerabilità del sistema nazionale del gas;

Visto l'articolo 28, comma 3, del decreto legislativo n. 164/00, che dispone che il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato può adottare misure temporanee di salvaguardia in caso di crisi del mercato dell'energia o di gravi rischi per la sicurezza della collettività;

Visti i dati a consuntivo della situazione di emergenza climatica durante il periodo invernale 2005/2006, che ha comportato l'erogazione dello stoccaggio di modulazione e di 1,2 miliardi di metri cubi dallo stoccaggio strategico;

Viste le risultanze delle analisi svolte, per il periodo invernale 2006/2007, dal Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas di cui all'articolo 8 del decreto del Ministro delle attività produttive 26 settembre 2001 (di seguito: il Comitato), che evidenziano un ricorso totale, in caso di inverno globalmente freddo, allo stoccaggio di modulazione con rischio di ricorso allo stoccaggio strategico;

Considerato che, su parere favorevole del Comitato, in attuazione delle disposizioni previste dalla Procedura di emergenza per fronteggiare la mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli approvata con decreto ministeriale in data 12 dicembre 2005 (di seguito: la Procedura di emergenza climatica), al fine di accelerare la ricostituzione dello stoccaggio strategico erogato e la fase di iniezione dello stoccaggio di modulazione, sono state sospese per tutto il periodo 1 aprile - 30 giugno 2006 le penali relative ai punti di entrata negli stoccaggi nonché i corrispettivi per superamento delle capacità di iniezione giornaliera, di cui nella deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 6 aprile 2006 n. 71/06;

Considerato che il Comitato nel corso delle riunioni del 17 e 28 luglio 2006, nella logica di rendere massime le importazioni per la sicurezza del sistema, si è espresso favorevolmente, per analogia, alla non applicazione, per tutto il periodo 1 aprile - 30 giugno 2006, dei corrispettivi previsti dall'articolo 15.7 della deliberazione 119/05 come modificata dalla deliberazione dell'Autorità 3 marzo 2006 n. 50/06, dato che l'obbligo di massimizzare le importazioni produce automaticamente effetti sia sull'utilizzo della capacità di iniezione, sia sul volume complessivo iniettato dagli utenti;

Considerato il progresso fatto nella ricostituzione degli stoccaggi, che ha evidenziato nelle ultime settimane del mese di luglio un rallentamento da cui consegue un volume globale di gas iniettato inferiore al volume ottimale atteso;

Considerato che il Comitato nella riunione del 28 luglio 2006, sulla base dei risultati dell'aggiornamento "straordinario" del programma di ricostituzione condotto dall'impresa maggiore di stoccaggio su incarico dello stesso Comitato, ha ritenuto opportuno che vengano promosse le immissioni in stoccaggio degli utenti nella misura massima possibile, fino al termine della campagna di iniezione; e considerato che in tale azione hanno rilievo i soli vincoli fisici del sistema e gli aspetti gestionali e non devono pertanto essere tenuti in conto i previsti profili di utilizzo e corrispettivi di bilanciamento, anche mediante la sospensione dei corrispettivi di bilanciamento per il superamento della capacità giornaliera di iniezione e del profilo di volume massimo mensile;

Considerato che alcuni utenti hanno anticipato, già dal mese di luglio, quanto stabilito con il presente decreto mediante iniezioni in stoccaggio oltre i limiti consentiti per la capacità di iniezione giornaliera e per il profilo massimo mensile;

Ritenuta necessaria una tempestiva azione per l'attivazione di misure atte a completare la ricostituzione degli stoccaggi di modulazione al fine di far fronte alla domanda di gas naturale del prossimo inverno;

D E C R E T A:

Articolo 1

1. Ai sensi dell'articolo 18 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164, gli utenti del sistema nazionale del gas naturale che hanno ottenuto il conferimento di spazio di stoccaggio di gas naturale e hanno in corso l'immissione in stoccaggio dei volumi da utilizzare in erogazione nel corso del prossimo ciclo invernale 2006-2007, hanno l'obbligo di rendere massime, fino al termine del riempimento dello spazio conferito, le immissioni in stoccaggio nella misura massima possibile

- compatibile con i soli vincoli fisici del sistema e gli aspetti gestionali dello stesso stabiliti dalle imprese di stoccaggio interessate.
2. Ai fini di quanto previsto al comma 1, sono sospesi con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, a partire dall'1 luglio 2006 e fino al termine della fase di iniezione in corso, le penali relative al punto di entrata negli stoccaggi, i corrispettivi di bilanciamento per il superamento della capacità di punta giornaliera in iniezione e del profilo di giacenza massima mensile, nonché i corrispettivi di bilanciamento riguardanti l'immissione di gas ai punti di entrata sulla rete nazionale di trasporto del gas.
 3. Le imprese di stoccaggio effettuano il monitoraggio dell'andamento della costituzione dei volumi in stoccaggio realizzata dagli utenti e ne trasmettono settimanalmente i risultati alla Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie del Ministero dello sviluppo economico, al fine di valutare l'opportunità di introdurre eventuali ulteriori provvedimenti.
 4. Si conferma la sospensione disposta ai sensi della Procedura di emergenza climatica, per tutto il periodo 1 aprile - 30 giugno 2006, delle penali relative al punto di entrata negli stoccaggi e la non applicazione dei corrispettivi di superamento delle capacità di punta giornaliera in iniezione di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 aprile 2006 n.71/06, nonché, per analogia, anche di quelli previsti dall'articolo 15.7 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 21 giugno 2005 n. 119/05 come modificata dalla deliberazione 3 marzo 2006 n. 50/06 della stessa Autorità per l'energia elettrica e il gas.
 5. Le imprese di stoccaggio adeguano i profili di giacenza minima in coerenza con l'esigenza di assicurare il massimo riempimento dei loro stoccaggi.
 6. Le imprese di stoccaggio offrono, a decorrere dalla data del presente decreto, capacità di iniezione in stoccaggio di tipo interrompibile, in accordo con quanto stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.
 7. L'impresa maggiore di trasporto si coordina con le imprese di stoccaggio al fine di gestire il sistema di trasporto in modo da rendere il profilo giornaliero delle iniezioni in stoccaggio il più aderente possibile al programma concordato.
 8. Le imprese di stoccaggio sono tenute a gestire in modo ottimale le fasi finali di ricostituzione degli stoccaggi, anche mediante le disposizioni di cui all'articolo 19, comma 2, del disciplinare tipo approvato con decreto del Ministro delle attività produttive 26 agosto 2005. Nella fase finale del riempimento le stesse imprese gestiranno le eventuali disponibilità aggiuntive di volume di gas iniettato in accordo con le esigenze di massimizzazione e considerando anche la tolleranza del sistema.

Il presente decreto è pubblicato nella Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana e nel sito internet del Ministero dello sviluppo economico ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Roma, 4 agosto 2006.

Il Ministro: BERSANI

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **133**.

DECRETO MINISTERIALE 4 agosto 2006.

Massimizzazione delle importazioni di gas naturale ed interrompibilità delle forniture di gas ai clienti industriali per il periodo invernale 2006-2007.

IL MINISTRO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

Visto il decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00) ed in particolare l'articolo 18, che stabilisce che le imprese di vendita del gas hanno l'obbligo di fornire ai propri clienti la modulazione loro necessaria;

Visto l'articolo 28, comma 2, del decreto legislativo n. 164/00, che stabilisce che il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato provvede alla sicurezza, all'economicità e alla programmazione del sistema nazionale del gas, anche mediante specifici indirizzi con la finalità di salvaguardare la continuità e la sicurezza degli approvvigionamenti e di ridurre la vulnerabilità del sistema nazionale del gas;

Visto l'articolo 28, comma 3, del decreto legislativo n. 164/00, che stabilisce che il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, in caso di crisi del mercato dell'energia o di gravi rischi per la sicurezza della collettività può adottare le necessarie misure temporanee di salvaguardia;

Vista la deliberazione 29 dicembre 2005, n. 297/05, dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (di seguito: l'Autorità);

Vista la deliberazione 28 giugno 2006 n.134 dell'Autorità, che prevede incentivi

all'importazione invernale spot di gas naturale;

Visto il documento per la consultazione 28 giugno 2006 con il quale l'Autorità illustra le proprie proposte in materia di definizione di modifiche ed integrazioni ai criteri di determinazione della tariffa di trasporto ed alla disciplina di accesso al servizio di trasporto, ed in particolare i delineati corrispettivi infrannuali di trasporto nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti interconnessi con l'estero e le disposizioni transitorie in merito all'incentivazione di rilascio di capacità nei punti di interconnessione con l'estero;

Visti i dati a consuntivo della situazione di emergenza climatica durante il periodo invernale 2005/2006, ed in particolare le misure adottate in materia di massimizzazione delle importazioni di gas e di interrompibilità delle forniture di gas;

Viste le analisi svolte, per il periodo invernale 2006/2007, dal Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas di cui all'articolo 8 del decreto del Ministro delle attività produttive 26 settembre 2001, che evidenziano la necessità di adottare misure per accrescere l'offerta di gas al fine di contenere il ricorso agli stoccaggi e per fare fronte a situazioni critiche di domanda di punta eccezionale che potrebbero verificarsi verso la fine dello stesso periodo invernale;

Considerato che tale deficit, in relazione alle condizioni climatiche e ad altre circostanze sfavorevoli, potrebbe essere compreso tra 1 e 2 miliardi di metri cubi di gas e che potrebbe aumentare in caso di riduzioni non programmate di forniture di gas da fornitori esteri;

Considerato che è necessario assicurare la disponibilità massima di gas di importazione per far fronte alla domanda di gas come potrebbe svilupparsi nel periodo invernale 2006 - 2007;

Considerato che la sospensione delle forniture ai clienti che possano sottoscrivere contratti interrompibili consente di ridurre il fabbisogno di gas nei casi in cui non si riesca a far fronte con altre misure alla domanda complessiva;

Considerati i benefici che, nel contesto della maggiore sicurezza dell'alimentazione e della tenuta del sistema in caso di disequilibrio tra domanda e disponibilità di gas, derivano agli stessi utenti dalla interrompibilità di cui sopra, in quanto contribuiscono ad assicurare l'integrità e l'operatività del sistema stesso, e quindi i ricavi derivanti dal suo esercizio agli utenti stessi;

Considerato che, in applicazione della procedura di emergenza climatica ed in caso di deficit tra domanda e disponibilità di gas, può essere richiesta una riduzione del fabbisogno di gas mediante l'applicazione dell'interrompibilità di forniture di gas;

Considerata la opportunità di un intervento dell'Autorità per incentivare una maggiore offerta di interrompibilità, mediante l'introduzione di corrispettivi di trasporto di gas differenziati per forniture interrompibili e non interrompibili;

Considerato il parere favorevole sulle misure contenute nel presente decreto espresso dal Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas e le osservazioni pervenute dalle associazioni di categoria degli utenti del sistema nazionale del gas;

Ritenuta necessaria la tempestiva attivazione di misure adeguate a far fronte alla domanda di gas naturale del prossimo periodo invernale;

D E C R E T A:

Articolo 1

(disposizioni per la massimizzazione delle importazioni di gas)

1. Con decorrenza dal 13 novembre 2006 e fino al 31 marzo 2007, ciascun utente titolare di capacità di trasporto, anche interrompibile, ad ogni punto di entrata della rete nazionale di trasporto del gas naturale interconnesso con l'estero ha l'obbligo di utilizzare completamente le capacità di trasporto conferite ai punti di entrata della rete nazionale dei gasdotti per il prossimo anno termico 2006 - 2007, al fine di rendere massime le immissioni complessive di gas in rete, tenuto conto dei volumi massimi consentiti dai contratti di importazione e della loro gestione.
2. Gli utenti di cui al comma 1 presentano alla Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie del Ministero dello sviluppo economico (di seguito: la Direzione) e all'Autorità entro il 30 settembre 2006 il piano delle importazioni previste per il periodo di cui al comma 1 coerente con gli obblighi di massimizzazione di cui al presente articolo, tenuto conto delle misure di incentivazione

all'importazione per il trimestre gennaio-marzo 2007 di cui all'articolo 2 della deliberazione 28 giugno 2006 dell'Autorità n.134/06.

3. La Direzione effettua in relazione ai piani delle importazioni di cui al comma 2 il controllo delle capacità di trasporto effettivamente richieste all'impresa maggiore di trasporto nel corso del procedimento di allocazione per l'anno termico 2006 - 2007, sulla base dei contratti di importazione e delle autorizzazioni all'importazione rilasciate. A tal fine l'impresa maggiore di trasporto trasmette alla stessa Direzione i dati relativi alle capacità richieste e conferite a ciascun utente, curandone l'aggiornamento.
4. Fatte salve le disposizioni di cui all'articolo 5 del decreto del Ministro delle attività produttive 12 dicembre 2005 con cui è stata approvata la Procedura di emergenza per fare fronte alla mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli, i quantitativi di gas che, al termine del periodo di cui al comma 1, tenuto conto dei seguenti fattori:
 - a. una tolleranza del 2%;
 - b. contenuto energetico del gas importato;
 - c. eventuali cause di provata forza maggiore;
 - d. messa a disposizione dei terzi delle capacità non utilizzate, con adeguato preavviso, secondo le modalità di cui al comma 8 stabilite dall'Autorità;
 - e. nel caso di contratti di importazione che prevedono la consegna in più punti di entrata della rete nazionale dei gasdotti, dell'utilizzo complessivo della capacità conferita, purché le capacità non utilizzate nei singoli punti siano rese disponibili a terzi con programmazione almeno settimanale con adeguato preavviso, secondo le modalità di cui al comma 8 stabilite dall'Autorità,
 dovessero complessivamente risultare per ciascun punto di entrata non importati per il mancato utilizzo della capacità conferita, sono considerati quali prelievi virtuali non autorizzati dallo stoccaggio strategico e soggetti al corrispettivo di cui al comma 5.
5. Il corrispettivo nei casi di cui al comma 4 è determinato in misura pari al 20% del corrispettivo di cui alla lettera b) del comma 10 dell'articolo 15 della deliberazione dell'Autorità 21 giugno 2005 n.119/05, come modificato dall'articolo 14 della deliberazione 3 marzo 2006, n.50/06, con esclusione dei corrispettivi di cui al comma 15.3 dello stesso articolo per i primi 50 milioni di metri cubi non importati, pari al 50% dello stesso corrispettivo per i successivi volumi fino a 100 milioni di metri cubi, e in misura pari al 100% per i restanti volumi.
6. Con riferimento al periodo invernale di cui al comma 1, il corrispettivo di cui al comma 10 dell'articolo 15, citato al comma 5, è determinato dall'Autorità entro il 30 novembre 2006.
7. Con deliberazione dell'Autorità sono disciplinate le modalità di versamento e di destinazione degli eventuali proventi derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui ai commi precedenti. Restano ferme le disposizioni vigenti e i corrispettivi da versare alle imprese di stoccaggio nel caso di prelievi effettivi dallo stoccaggio strategico.
8. L'Autorità, al fine di massimizzare l'utilizzo della capacità conferita, con propria deliberazione disciplina la riallocazione delle capacità non utilizzate, incentivando per il periodo invernale 2006-2007 il riacquisto di capacità non utilizzata nei punti di interconnessione con l'estero.

Articolo 2

(interrompibilità delle forniture di gas ai clienti industriali)

1. Ciascuna impresa di vendita di gas naturale che fornisca clienti industriali direttamente allacciati alle reti di trasporto, ha l'obbligo di concordare con detti clienti, per il periodo invernale di cui all'articolo 1, comma 1, una interrompibilità delle forniture che consenta di ottenere, in caso di applicazione della procedura di emergenza climatica, una interruzione garantita delle proprie forniture di gas, presso i corrispondenti punti di riconsegna in misura non inferiore al 10% dei quantitativi mediamente forniti, nei 30 giorni precedenti alla richiesta di interruzione, al complesso dei propri clienti industriali e per almeno 4 settimane a decorrere dal 29 gennaio 2007, che, in conformità alle richieste formulate in applicazione della citata procedura di emergenza climatica, potranno essere anche non consecutive.
2. Le imprese di vendita di cui al comma 1 comunicano all'impresa maggiore di trasporto entro il 30 ottobre 2006 i codici dei punti di riconsegna che alimentano totalmente o parzialmente i clienti interrompibili di cui allo stesso comma, inclusi i punti di riconsegna oggetto di cessione ad altre imprese ai sensi del comma 3. Qualora i clienti di tipo interrompibile siano collegati a reti di trasporto di altre imprese, la comunicazione all'impresa maggiore di trasporto è fatta attraverso le imprese che gestiscono tali reti di trasporto, che in tal caso hanno il compito di rilevare, a decorrere dall'1 dicembre 2006, i quantitativi giornalieri forniti e quelli effettivamente prelevati dai clienti interessati, ai fini della verifica del rispetto degli obblighi di cui al comma 1.
3. Le imprese di vendita di gas naturale possono far fronte, in tutto od in parte, all'obbligo di cui al comma 1 mediante acquisto da altre imprese di vendita dei diritti necessari. In tal caso comunicano, entro il 30 ottobre 2006, alla Direzione e all'impresa maggiore di trasporto i nominativi dei cedenti ed i quantitativi di interrompibilità acquisiti per far fronte all'obbligo e, all'Autorità, anche le condizioni economiche concordate. In caso di mancata o ridotta interruzione le disposizioni di cui al comma 4 si applicano comunque nei confronti dell'impresa titolare dell'obbligo di cui al comma 1.
4. Fatte salve le disposizioni in materia di revoca delle autorizzazioni alla vendita di gas, i quantitativi di gas che, al termine dell'eventuale emergenza climatica dichiarata e delle richieste di interruzione delle forniture in applicazione della procedura di emergenza climatica, dovessero risultare su base giornaliera non interrotti fino a concorrenza della percentuale di cui al comma 1 e per la durata di cui nelle richieste di applicazione della interrompibilità, tenuto conto di una tolleranza del 2%, sono considerati quali prelievi virtuali non autorizzati dallo stoccaggio strategico e soggetti a un corrispettivo pari al

corrispettivo di cui alla lettera b) del comma 10 dell'articolo 15 della deliberazione 21 giugno 2005 n.119/05, come modificato dall'articolo 14 della deliberazione 3 marzo 2006, n.50/06, con esclusione dei corrispettivi di cui al comma 15.3 dello stesso articolo.

5. Gli eventuali proventi derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui ai commi precedenti sono riscossi dalle imprese di trasporto interessate e versati nel fondo istituito dall'Autorità con deliberazione n.297/05, secondo modalità stabilite dall'Autorità. Restano ferme le disposizioni vigenti e i corrispettivi da versare alle imprese di stoccaggio nel caso di prelievi effettivi dallo stoccaggio strategico.
6. Le imprese di vendita di cui al comma 1 inviano entro il 30 ottobre 2006 alla Direzione e all'Autorità una relazione tecnica che descriva le azioni predisposte e i risultati raggiunti per fare fronte agli obblighi riguardanti l'interrompibilità di cui al presente articolo.
7. L'Autorità stabilisce con propria deliberazione misure per incentivare l'adesione all'interrompibilità delle forniture da parte dei clienti utilizzatori di gas naturale per applicazioni industriali, tra le quali l'aumento fino al 50% del divario dei corrispettivi di trasporto del gas relativi alle forniture interrompibili e non interrompibili e la possibilità di recesso dei clienti industriali dai contratti di fornitura sottoscritti alla data di entrata in vigore del presente decreto.

Articolo 3

(disposizioni finali)

1. Le disposizioni dell'articolo 1 del presente decreto possono essere modificate o revocate, in tutto od in parte, in caso di accertamento nel corso del periodo invernale 2006 - 2007 di un andamento della domanda di gas naturale e dello svaso dagli stoccaggi che consenta l'equilibrio in prospettiva tra fabbisogno e disponibilità di gas per il restante periodo.
2. Con successivo provvedimento la Procedura di emergenza per fronteggiare la mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale in casi di eventi climatici sfavorevoli approvata con decreto del Ministero delle attività produttive del 12 dicembre 2005 è modificata in accordo alle disposizioni del presente decreto.

Il presente decreto è pubblicato nella Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana e nel sito internet del Ministero dello sviluppo economico ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Roma, 4 agosto 2006.

Il Ministro: BERSANI

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **134**.

DECRETO MINISTERIALE 29 settembre 2006.

Misure e modalità per assicurare l'approvvigionamento di gas naturale.

IL MINISTRO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

VISTO il decreto legislativo 23 maggio 2000, n.164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00) ed in particolare l'articolo 18, che stabilisce che le imprese di vendita del gas hanno l'obbligo di fornire ai propri clienti la modulazione loro necessaria;

VISTO l'articolo 28, comma 2, del decreto legislativo n. 164/00, che stabilisce che il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ora Ministero dello sviluppo economico (di seguito: il Ministero), provvede alla sicurezza, all'economicità e alla programmazione del sistema nazionale del gas, anche mediante specifici indirizzi con la finalità di salvaguardare la continuità e la sicurezza degli approvvigionamenti e di ridurre la vulnerabilità del sistema nazionale del gas;

VISTO l'articolo 28, comma 3, del decreto legislativo n. 164/00, che stabilisce che il Ministero, in caso di crisi del mercato dell'energia o di gravi rischi per la sicurezza della collettività, può adottare le necessarie misure temporanee di salvaguardia;

VISTO l'articolo 1, comma 3, lettere a), b) e c) della legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge n.239/04) che stabilisce che tra gli obiettivi generali di politica energetica del Paese vi sono:

- garantire sicurezza, flessibilità e continuità degli approvvigionamenti di energia;
- promuovere il funzionamento unitario dei mercati dell'energia, la non discriminazione nell'accesso alle fonti energetiche e alle relative modalità di fruizione;

- assicurare l'economicità dell'energia offerta ai clienti finali e le condizioni di non discriminazione degli operatori nazionali, anche al fine di promuovere la competitività del sistema economico del Paese nel contesto europeo ed internazionale;

VISTO l'articolo 1, comma 8, lett. b), punto 5 della legge n. 239/04 che, con particolare riguardo al settore del gas naturale, stabilisce che lo Stato, anche avvalendosi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), esercita le funzioni in materia di 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;

VISTO l'articolo 1, comma 46, della legge 239 del 23 agosto 2004, che stabilisce, al fine di assicurare la fornitura di gas naturale ai clienti finali allacciati alla rete, con consumi inferiori o pari a 200.000 standard metri cubi annui, i quali, anche temporaneamente, sono privi di un fornitore o che risiedono in aree geografiche nelle quali non si è ancora sviluppato un mercato concorrenziale nell'offerta di gas, che l'Autorità provvede a individuare, mediante procedure a evidenza pubblica, una o più imprese di vendita del gas che si impegnino ad effettuare detta fornitura nelle indicate aree geografiche;

VISTO l'articolo 1, comma 47, della legge n.239/04, che stabilisce che la fornitura di gas naturale di cui al comma 46 è effettuata, a condizioni di mercato, dalle imprese individuate, ai sensi dello stesso comma, entro il termine massimo di quindici giorni a partire dal ricevimento della richiesta da parte del cliente finale e che la stessa fornitura, ivi inclusi i limiti e gli aspetti relativi al bilanciamento fisico e commerciale, è esercitata dalle imprese di vendita in base ad indirizzi stabiliti dal Ministro delle attività produttive (ora Ministro dello sviluppo economico) da emanare, sentita l'Autorità, entro tre mesi dalla data di entrata in vigore della stessa legge;

VISTO il decreto del Ministro delle attività produttive del 12 febbraio 2004, che stabilisce in via transitoria, anche al fine di non concedere ulteriori proroghe dell'autorizzazione in via eccezionale alle società di distribuzione, che non avevano ancora provveduto alla separazione delle attività di vendita da quelle di distribuzione, a svolgere transitoriamente attività di vendita, le modalità in base alle quali è svolta una procedura a evidenza pubblica per l'individuazione, per ogni singola Area di prelievo connessa alla Rete nazionale dei gasdotti, di un soggetto fornitore di ultima istanza di gas naturale, al fine di assicurare la continuità di approvvigionamento di gas naturale ai clienti finali con consumi non superiori a 200.000 metri cubi di gas all'anno che, per motivi indipendenti dalla loro volontà, risultino sprovvisti di un soggetto venditore di gas;

VISTO il decreto del Ministro della attività produttive 31 maggio 2004 con cui sono state individuate le imprese come fornitore di ultima istanza per ciascuna area di prelievo della Rete nazionale dei gasdotti;

VISTO l'articolo 3, paragrafo 2, della Direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, che stabilisce che gli Stati Membri possono, nell'interesse economico generale, imporre alle imprese che operano nel settore del gas obblighi relativi al servizio pubblico concernenti, fra l'altro, la sicurezza dell'approvvigionamento e che tali obblighi devono essere chiaramente definiti, trasparenti, non discriminatori, verificabili e devono garantire alle società dell'Unione Europea che operano nel settore del gas parità di accesso ai consumatori nazionali;

VISTO l'articolo 3, paragrafo 3, della direttiva 2003/55/CE, che stabilisce che gli Stati Membri adottano le misure appropriate per tutelare i clienti finali e garantire un elevato livello di tutela dei consumatori, assicurano in particolare ai clienti vulnerabili un'adeguata protezione, comprendente misure idonee a permettere loro di evitare l'interruzione delle forniture, e in particolare possono designare un fornitore di ultima istanza per i clienti allacciati alla rete del gas;

VISTO l'articolo 4, paragrafo 1, della direttiva 2004/67/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, che stabilisce che gli Stati Membri adottano le misure appropriate ai fini della sicurezza dell'approvvigionamento dei clienti domestici situati nel proprio territorio;

VISTE le comunicazioni delle imprese di trasporto in data 12 settembre 2006, dalle quali risulta che per alcuni punti di riconsegna relativi a reti di distribuzione non era a quella data assicurato l'approvvigionamento di gas naturale ai clienti finali con consumi inferiori a 200.000 metri cubi all'anno, in quanto i relativi fornitori non hanno provveduto ad acquisire la necessaria capacità di trasporto;

VISTA la deliberazione n.199/06 dell'Autorità con la quale è stata consentita, anche dopo la scadenza del termine dell'11 settembre 2006, la presentazione di richieste di capacità di trasporto ai punti di riconsegna interconnessi con le reti di distribuzione o con clienti finali con consumi, nell'anno 2005, inferiori a 200.000 metri cubi all'anno, per i quali le imprese di trasporto hanno segnalato in data 12 settembre 2006 che non è stata richiesta capacità di trasporto, ovvero per i quali la capacità richiesta risulti inferiore a quella conferita per l'anno termico 2005-2006;

VISTE le comunicazioni in data 19 settembre 2006 con le quali la Direzione generale dell'energia e delle risorse minerarie del Ministero ha avviato una verifica sulla effettiva possibilità e disponibilità delle imprese a suo tempo individuate con il decreto ministeriale 31 maggio 2004 come fornitori di ultima istanza di gas naturale di svolgere tale funzione nella attuale situazione di approvvigionamento di gas naturale segnalata dalle imprese di trasporto;

VISTE le comunicazioni delle imprese di trasporto effettuate in data 26 settembre 2006 ai sensi della deliberazione 14 settembre 2006 n.199/06 dell'Autorità, dalle quali risulta che per alcuni punti di riconsegna interconnessi con le reti di distribuzione o con clienti finali con consumi, nell'anno 2005, inferiori a 200.000 metri cubi all'anno non è stata richiesta capacità di trasporto, ovvero la capacità richiesta risulta inferiore a quella conferita per l'anno termico 2005-2006;

CONSIDERATO che sussiste la concreta possibilità che a decorrere dall'1 ottobre 2006 possa verificarsi una mancanza di continuità contrattuale delle forniture di gas ai clienti finali connessi ad alcune reti di distribuzione o con consumi inferiori a 200.000 metri cubi all'anno;

CONSIDERATO l'esito sostanzialmente negativo della verifica condotta dalla Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie del Ministero nei confronti dei fornitori di ultima istanza nominati con decreto ministeriale 31 maggio 2004, in quanto 16 dei 17 fornitori hanno dichiarato l'impossibilità di svolgere tale compito per la difficoltà di reperire ulteriori volumi di gas per il mercato civile, anche in considerazione dell'attuale livello dei prezzi del gas, nonché di avere un quadro definito dei volumi necessari, in considerazione dell'esistenza di numerosi punti di riconsegna condivisi con richieste parziali di capacità;

RITENUTO necessario adottare misure transitorie a tutela della sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale ai clienti finali con consumi inferiori a 200.000 metri cubi all'anno, nell'attesa che vengano individuate dall'Autorità, mediante procedure a evidenza pubblica ai sensi dell'articolo 1, comma 46, della legge n.239/04, una o più imprese di vendita del gas che provvedano a effettuare la fornitura di gas naturale ai clienti di cui sopra che risultino privi di un fornitore;

CONSIDERATO che ai sensi dell'articolo 28, comma 5, del decreto legislativo n.164/00 le misure transitorie di cui sopra devono essere limitate a quanto strettamente necessario per ovviare alle difficoltà insorte e devono perturbare il meno possibile il funzionamento del mercato interno e che esse devono essere comunicate tempestivamente alla Commissione europea;

RITENUTO opportuno emanare indirizzi all'Autorità per lo svolgimento delle procedure a evidenza pubblica da effettuare ai sensi dell'articolo 1, comma 46, della legge n.239/04, nonché alle imprese individuate ai sensi dello stesso comma;

SENTITA l'Autorità in data 28 settembre 2006, anche ai sensi dell'articolo 1, comma 47, della legge n.239/04;

D E C R E T A:

Articolo 1

(misure transitorie per assicurare l'approvvigionamento indiretto di gas naturale ai clienti finali)

1. Le imprese di trasporto pubblicano con decorrenza immediata nei propri siti internet l'elenco dei punti di riconsegna interconnessi a reti di distribuzione o relativi a clienti finali con consumi, nell'anno termico 2005, inferiori a 200.000 metri cubi annui per i quali non è stata richiesta e conferita capacità di trasporto, ovvero la capacità richiesta risulta inferiore a quella conferita per l'anno termico 2005-2006, suddiviso per aree di prelievo.
2. In tutte le aree di prelievo di cui al comma 1, fino all'esito delle procedure a evidenza pubblica di cui all'articolo 3, sono individuati come fornitore grossista di ultima istanza per ciascuna area di prelievo i soggetti che nell'anno termico 2005-2006 sono risultati titolari della maggiore capacità di trasporto complessiva ai punti di riconsegna della stessa area di prelievo.
3. L'impresa maggiore di trasporto pubblica l'elenco dei fornitori grossisti di cui al comma 2 nel proprio sito internet.
4. Le imprese di vendita titolari, direttamente o indirettamente, alla data del presente decreto, di contratti di vendita di gas naturale con clienti finali connessi a reti di distribuzione, ad eccezione dei clienti finali con consumi di tipo industriale o termoelettrico superiori nell'anno termico 2005-2006 a 200.000 metri cubi, o con clienti finali con consumi inferiori a 200.000 metri cubi annui (di seguito: le imprese di vendita), entro 4 giorni lavorativi dalla data di entrata in vigore del presente decreto possono richiedere ai fornitori grossisti di ultima istanza di cui al comma 2, per ciascuna delle aree di prelievo, la fornitura di gas naturale ai punti di riconsegna di cui al comma 1, limitatamente ai volumi di gas necessari a soddisfare il fabbisogno di detti clienti finali, per i quali le stesse imprese non dispongano di sufficienti volumi di gas alla data del presente decreto.
5. La richiesta di fornitura di cui al comma 4 elenca i codici dei punti di riconsegna di cui al comma 1, i volumi mensili complessivi da fornire presso gli stessi punti di riconsegna, nonché i relativi profili di prelievo.
6. Le imprese di vendita inviano copia della richiesta di cui al comma 4 al Ministero e all'Autorità, allegando una dichiarazione, a firma del legale rappresentante, attestante il volume di gas naturale fornito nell'anno termico 2005-2006 ai clienti finali di cui al comma 4, il volume mensile da fornire agli stessi clienti in base ai contratti con essi sottoscritti per l'anno termico 2006-2007, e il volume di gas nella loro disponibilità relativo ai contratti di acquisto di gas sottoscritti alla data del presente decreto.

Articolo 2

(modalità di svolgimento dell'attività del fornitore grossista di ultima istanza)

1. I fornitori grossisti di ultima istanza, per ciascuna area di prelievo, sono tenuti transitoriamente ad approvvigionare di gas naturale presso i punti di riconsegna di cui all'articolo 1, comma 1, le imprese di vendita del gas che ne facciano richiesta ai sensi del comma 4 dello stesso articolo 1, e limitatamente ai volumi indicati allo stesso comma, fino alla individuazione dei fornitori di ultima istanza di cui all'articolo 3.
2. I fornitori grossisti di ultima istanza effettuano la fornitura di gas alle imprese di vendita di cui al comma 1 secondo le modalità stabilite nella deliberazione n.138/03 dell'Autorità e successive modifiche e integrazioni.
3. I fornitori grossisti di ultima istanza hanno il diritto di sottoscrivere, per le forniture di cui al comma 1, contratti di trasporto per i relativi punti di riconsegna, per i corrispondenti punti di uscita della rete di trasporto, nonché per i punti di interconnessione con gli stoccaggi, con le stesse modalità applicabili nel caso di punti di riconsegna di nuova attivazione, e con decorrenza dall'1 ottobre 2006.
4. I fornitori grossisti di ultima istanza subentrano di diritto a decorrere dall'1 ottobre 2006 nei contratti sottoscritti dal precedente fornitore delle imprese di vendita di cui al comma 1 con le imprese di stoccaggio, per la quota relativa ai clienti finali ad esso trasferiti, avvalendosi, per le esigenze di stoccaggio di modulazione degli stessi clienti, del trasferimento dell'intera corrispondente capacità di modulazione conferita per i medesimi clienti.
5. I precedenti fornitori delle imprese di vendita di cui al comma 1 sono tenuti a vendere i volumi di gas iniettati in stoccaggio in relazione ai clienti finali di cui all'articolo 1, comma 4, per i quali non assicurano più indirettamente le forniture di gas naturale, esclusivamente ai soggetti di cui all'articolo 9, comma 2, lettere b) e c), della deliberazione n.119/05 dell'Autorità, e a offrirli prioritariamente ai fornitori grossisti di ultima istanza, per la quota relativa alle esigenze di modulazione dei clienti ai quali si riferiscono le richieste di fornitura di cui al comma 1.
6. L'Autorità, ai fini dell'applicazione delle disposizioni del presente articolo, determina per i fornitori grossisti di ultima istanza:
 - a) tariffe di trasporto ridotte per le ulteriori capacità di trasporto richieste dai fornitori grossisti di ultima istanza ai fini dell'approvvigionamento di gas naturale per le forniture di cui al comma 1;
 - b) modalità per le verifiche dei costi di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio, anche di gas naturale liquefatto, eventualmente non coperti dalle corrispondenti componenti previste nella deliberazione n.138/03 dell'Autorità e successive modifiche e integrazioni, riferiti esclusivamente alle forniture aggiuntive necessarie per soddisfare alle richieste di cui al comma 1, nonché le modalità di copertura dei relativi oneri;
 - c) corrispettivi non penalizzanti per l'eventuale utilizzo di stoccaggio strategico nel corso del ciclo di erogazione 2006 - 2007, in relazione alle forniture di cui al comma 1.
7. Alle ulteriori capacità di trasporto richieste dai fornitori grossisti di ultima istanza ai fini del presente decreto non si applicano le disposizioni di cui all'articolo 1, comma 4, del decreto del Ministro dello sviluppo economico del 4 agosto 2006.

Articolo 3

(indirizzi all'Autorità per l'effettuazione delle procedure a evidenza pubblica per l'individuazione dei nuovi fornitori di ultima istanza)

1. Nell'effettuazione delle procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza ai sensi dell'articolo 1, comma 46, della legge n.239/04, sono adottati i seguenti criteri:
 - a) individuazione del fornitore di ultima istanza per più aree di prelievo, al fine della riduzione del numero dei soggetti ai quali affidare tale compito, indicando, in prima applicazione del presente decreto, i volumi complessivi per ciascuna area di prelievo risultanti dalle richieste di cui all'articolo 2, comma 1;
 - b) indizione di una gara aperta alle imprese di vendita operanti nel mercato interno europeo, a condizioni di reciprocità ai sensi dell'articolo 33 del decreto legislativo n.164/00;
 - c) dimostrazione della disponibilità di contratti di approvvigionamento di gas naturale per un volume non inferiore a 500 milioni di metri cubi annui;
 - d) ammissione alla selezione solo dei soggetti che forniscono alla data del presente decreto a clienti finali nell'ambito del mercato interno europeo almeno 200 milioni di metri cubi di gas naturale;
 - e) adozione di una procedura di selezione mediante offerte in termini di variazioni rispetto al costo della materia prima gas, espresso in euro per MJ, determinato dall'Autorità ai sensi della deliberazione n.52/99 e successive modifiche e integrazioni.
2. Le procedure di cui al comma 1 sono avviate entro un termine non superiore a 40 giorni lavorativi dalla data di entrata in vigore del presente decreto.
3. In prima applicazione del presente decreto, i fornitori di ultima istanza individuati mediante le procedure di cui al presente articolo cessano tali funzioni al 30 settembre 2007. Con le stesse procedure si provvede a individuare i fornitori di ultima istanza per i successivi anni termici.
4. L'Autorità pubblica nel proprio sito internet i riferimenti dei soggetti come fornitore di ultima istanza individuati mediante le procedure di cui al comma 1, e le date di decorrenza dello svolgimento delle relative funzioni.

Articolo 4

(modalità per lo svolgimento delle funzioni di fornitore di ultima istanza)

1. In prima applicazione del presente decreto, i soggetti individuati ai sensi delle procedure di cui all'articolo 3 subentrano alle imprese di vendita di cui all'articolo 1, comma 4, nella fornitura di gas naturale ai clienti finali di cui allo stesso comma 4, salvo i casi di cui ai commi 2 e 3, secondo le modalità stabilite all'articolo 5 del decreto del Ministro delle attività produttive 12 febbraio 2004, in quanto applicabili.
2. E' fatta salva la facoltà, per i clienti finali approvvigionati di gas naturale del fornitore di ultima istanza, di stabilire, con preavviso di almeno 30 giorni, un contratto di fornitura con un altro soggetto venditore autorizzato dal Ministero dello sviluppo economico, ai sensi dell'articolo 17, comma 1, del decreto legislativo n.164/00. Il subentro del nuovo fornitore al fornitore di ultima istanza avviene secondo le modalità previste dalla deliberazione n.138/04 e successive modifiche e integrazioni.
3. E' fatta salva la facoltà, fino alla data di cui all'articolo 3, comma 4, per le imprese di vendita approvvigionate di gas naturale da parte del fornitore grossista di ultima istanza, di stabilire, con preavviso di almeno 30 giorni, un contratto di fornitura con altro soggetto, in grado di effettuare la fornitura richiesta. Il subentro del nuovo fornitore al fornitore grossista di ultima istanza avviene secondo le modalità previste dai Codici di rete per l'attività di trasporto.
4. I fornitori di ultima istanza, nel corso della durata del loro incarico, sono tenuti, ai sensi dell'articolo 1, comma 46, della legge n.239/04, a fornire gas naturale alle condizioni di cui all'articolo 2, comma 2, ai clienti finali connessi a reti di distribuzione, ad eccezione dei clienti finali con consumi di tipo industriale o termoelettrico superiori, nell'anno termico precedente, a 200.000 metri cubi, o con clienti finali con consumi inferiori a 200.000 metri cubi annui che, anche temporaneamente, siano privi di un fornitore per ragioni indipendenti dalla loro volontà.
5. I fornitori di ultima istanza sono tenuti a prestare garanzie bancarie in caso di mancato assolvimento dell'incarico, o di svolgimento dello stesso in difformità alle disposizioni del presente decreto, in misura e modalità stabilite dall'Autorità.
6. I soggetti individuati come fornitori di ultima istanza sono tenuti a chiedere al Ministero l'autorizzazione alla vendita di cui all'articolo 17 del decreto legislativo n.164/00, ove non ne siano già in possesso all'atto della partecipazione alla procedura di cui all'articolo 3.
7. I fornitori di ultima istanza sono tenuti a comunicare tempestivamente al Ministero e all'Autorità qualunque motivo intervenuto di forza maggiore che possa non consentire lo svolgimento dell'incarico di fornitore di ultima istanza. In ogni caso rimangono responsabili dello svolgimento di tale compito fino alla conclusione dello svolgimento di una nuova procedura ad evidenza pubblica, ove necessario.

Art.5

(disposizioni finali)

1. Con successivo decreto sono stabilite le modalità per la individuazione e lo svolgimento delle attività di fornitura di gas naturale nelle aree geografiche nelle quali non si è ancora sviluppato un mercato concorrenziale del gas, ai sensi dell'articolo 1, comma 46, della legge n.239/04.
2. Il presente decreto è comunicato alla Commissione europea ai sensi dell'articolo 28, comma 5, del decreto legislativo n.164/00.

Il presente decreto è pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e nel sito internet del Ministero dello sviluppo economico ed entra in vigore alla data della sua prima pubblicazione.

Roma, 29 settembre 2006.

Il Ministro: BERSANI

INDIRIZZI

- **MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO – Direzione Generale per l’Energia e le Risorse Minerarie**
 - **UFFICIO NAZIONALE MINERARIO PER GLI IDROCARBURI E LA GEOTERMIA**
 - Uffici F1, F2, F3, F4 – Via Molise, 2 – 00187 Roma – tel. 06 47052859 - fax 06 47887802
 - Ufficio F5 – Via Zamboni, 1 – 40125 Bologna – tel. 051 234326 - fax 051 228927
 - Ufficio F6 - Via Benedetto Croce, 40 - 00142 Roma – tel. 06 5411754 - fax 06 5410696
 - Ufficio F7 – Piazza Giovanni Bovio, 22 - 80133 Napoli – tel. 081 5510049 - fax 081 5519460

 - **MERCATO DEL GAS**
 - Ufficio D1 – Via Molise, 2 – 00187 Roma – tel. 06 47052796 – fax 06 47052036

ELENCO DELLE ISTANZE
 Aggiornamento al 30 settembre 2006

ISTANZE DI PERMESSO DI RICERCA IN TERRA

N.	Public. BUIG	Arrivo	Denominazione istanza	Società titolari	Zona	Province	Area Km ²
1	XL-4	03/96	PLATACI	ENI	CALABRIA	CZ	181,86
2	XL-8	07/96	MONTE CARBONE	ENI	BASILICATA (357,84) PUGLIA (98,64)	MT BA-TA	456,48
3	XL-8	07/96	MANDURIA	ENI	PUGLIA	TA-LE	959,40
4	XL-8	07/96	MASSAFRA	ENI	PUGLIA (997,04) BASILICATA (2,60)	TA-BA MT	999,64
5	XL-12	11/96	MURO LUCANO	ITALMIN PETROLI	BASILICATA (117,03) CAMPANIA (0,20)	PZ SA	117,23
6	XLI-8	07/97	FRUSCI	ENI	BASILICATA	PZ	237,13
7	XLI-9	08/97	SORGENTE NUOVA (1)	FINA, MOBIL, ENTERPRISE O., ENI	BASILICATA	PZ	13,06
8	XLII-1	12/97	MASSERIA LA ROCCA (1)	BRITISH GAS RIMI, ENI	BASILICATA	PZ	13,06
9	XLII-3	02/98	SPEZZANO ALBANESE	ENI	CALABRIA	CS	743,00
10	XLII-11	10/98	OLIVETO LUCANO	TOTAL ITALIANA, B.G.INT ESSO	BASILICATA	MT-PZ	188,23
11	XLIII-10	09/99	S. GIOVANNI TEATINO	ENI	ABRUZZO	PE-CH	199,10
12	XLIII-10	09/99	FIUME BRADANO	ENI	BASILICATA (198,80) PUGLIA (121)	MT TA	319,80
13	XLIV-3	02/00	GROTTE DEL SALICE	SHELL ITALIA E&P	BASILICATA	PZ-MT	118,14
14	XLIV-8	07/00	BARDONE	STARGAS ITALIA, PETROREP IT.	EMILIA ROMAGNA	PR	51,46
15	XLIV-8	07/00	CORANA	ITALMIN EXPLORATION	PIEMONTE (412,58) LOMBARDIA (63,65)	AL PV	476,23
16	XLIV-8	07/00	POSTA NUOVA	RIGO OIL COMPANY	PUGLIA	FG	154,55
17	XLV-2	02/01	CIVITAVANNA	RIGO OIL COMPANY	ABRUZZO	PE-CH-TE	615,37
18	XLVI-4	03/02	CAROVILLI	WPN Resources Ltd	MOLISE (599,8) ABRUZZO (73,4)	IS-CB AQ	673,20
19	XLVI-8	07/02	NUSCO	ITALMIN	CAMPANIA	AV-BN	698,50
20	XLVI-11	10/02	TERRA DEL SOLE	NORTHSUN ITALIA	EMILIA ROMAGNA	FO-RA	214,85
21	XLVII-4	03/03	MONTELURO	PETREN	MARCHE (287,01) EMILIA R. (77,85)	PS - RN	364,86
22	XLVII-10	09/03	RECANATI	COSTRUZIONE CONDOTTE S.r.l.	MARCHE	MC-AN	72,54
23	XLVII-11	10/03	IOLANDA DI SAVOIA	GEOGAS	EMILIA ROMAGNA	FE	119,50
24	XLVII-11 XLIX-5	10/03 21/04	SULMONA	GAS DELLA CONCORDIA	ABRUZZO	AQ	(212,03) 188,95
25	XLVII-12	11/03	COLFELICE	VITTORITO PETROLEUM S.r.l.	LAZIO	FR	623,33
26	XLVII-12	11/03	NIBBIANO	EDISON SpA	EMILIA ROM. (402,91) LOMBARDIA (344,37)	PC-PV	747,28
27	XLVIII-4	03/04	CASE SPARSE	BRITISH GAS INTERNATIONAL BV	LOMBARDIA (12,60) PIEMONTE (11,60)	PV-NO	24,20
28	XLVIII-5	04/04	BELFORTE	HERITAGE PETROLEUM PLC	TOSCANA	PI-SI	510,85
29	XLVIII-5	04/04	CINIGIANO	HERITAGE PETROLEUM PLC	TOSCANA	GR-SI	303,30
30	XLVIII-5	04/04	SIENA	HERITAGE PETROLEUM PLC	TOSCANA	SI-FI	477,96
31	XLVIII-7	06/04	MORGETTA	COSTRUZIONE CONDOTTE S.r.l.	MOLISE	CB	6,10
32	XLVIII-8	07/04	GATTINARA	NORTHERN PETROLEUM LIMITED	PIEMONTE (462,14) LOMBARDIA (7,65)	NO-VC-BI- VA	462,14
33	XLVIII-9 L-2	08/04	FIUME BRUNA	Independent Energy Solutions	TOSCANA	GR	246,87
34	XLVIII-10	09/04	BOSCO	Consorzio Intercomunale Metanodotto Panaro	EMILIA ROMAGNA	MO-BO	9,85
35	XLVIII-10	09/04	DARDAGNOLA	Consorzio Intercomunale Metanodotto Panaro	EMILIA ROMAGNA	MO-BO	24,65
36	XLVIII-10	09/04	CASALE COCCHI	GROVE ENERGY Ltd	EMILIA ROMAGNA	RA	2,45
37	XLVIII-	10/04	SAMBUCETO	PETREN s.r.l.	MARCHE	MC-AN	147,59

	11						
38	XLVIII-11	10/04	TORRENTE PARMA	EDISON	EMILIA ROMAGNA	PR-RE	666,22
39	XLVIII-11	10/04	LA SACCA	NORTHERN PETROLEUM (UK) LIMITED	EMILIA ROMAGNA	RA	52,35
40	XLVIII-11	10/04	CORROPOLI	JKX Italia limited	MARCHE	AP	168,00
41	XLIX-3	02/05	PUNTA MARINA	NORTHERN PETROLEUM (UK)	EMILIA ROMAGNA	RA	29,70
42	XLIX-4	03/05	COSTA PAVESI (14)	COMPAGNIA GENERALE IDROCARBURI	EMILIA ROMAGNA	PR	341,85
43	XLIX-6	05/05	ALTEDO	COMPAGNIA GENERALE IDROCARBURI	EMILIA ROMAGNA	BO-FE	190,87
44	XLIX-6	05/05	PIZZO SCIABOLONE	GAS PLUS ITALIANA	BASILICATA	MT	96,22
45	XLIX-7	06/05	BRIENZA	JKX ITALIA	BASILICATA	PZ	75,86
46	XLIX-7	06/05	SANTA MARGHERITA (14)	SVILUPPO RISORSE NATURALI	EMILIA ROMAGNA	PR	308,83
47	XLIX-7	06/05	CASCINA CAMPAZZO (15)	NORTHSUN ITALIA	LOMBARDIA	BS-CR	161,80
48	XLIX-7	06/05	LA RISORTA	NORTHSUN ITALIA	VENETO EMILIA ROMAGNA	RO-FE	369,50
49	XLIX-8	07/05	LA PROSPERA	NORTHSUN ITALIA	VENETO EMILIA ROMAGNA	RO-FE	110,00
50	XLIX-8	07/05	OPERA	NORTHSUN ITALIA	LOMBARDIA	MI-PV	329,00
51	XLIX-8	07/05	SOLAROLO (16)	GROVE ENERGY	EMILIA ROMAGNA	BO-FO-RA	258,45
52	XLIX-9	08/05	S.MARTINO (17)	TERRACON	EMILIA ROMAGNA	PR	250,70
53	XLIX-10	09/05	ANZI	ENI DIVISIONE E&P	BASILICATA	PZ	117,40
54	XLIX-10	09/05	SATRIANO DI LUCANIA	ENI DIVISIONE E&P	BASILICATA	PZ	104,30
55	XLIX-10	09/05	LA CERASA	SHELL ITALIA E&P	BASILICATA	PZ	75,86
56	XLIX-10	09/05	MONTE CAVALLO	SHELL ITALIA E&P	BASILICATA	PZ-SA	211,90
57	XLIX-10	09/05	PIGNOLA	SHELL ITALIA E&P	BASILICATA	PZ	54,83
58	XLIX-10	09/05	MOLINELLA (18)	COMPAGNIA GENERALE IDROCARBURI	EMILIA ROMAGNA	BO-FE	506,20
59	XLIX-11	10/05	TRIGOLO (15)	ENI DIVISIONE E&P	LOMBARDIA	BS-CR	161,80
60	XLIX-12	11/05	GRASSANO (23)	ENERGIA DELLA CONCORDIA	BASILICATA	MT	66,24
61	XLIX-12	11/05	BARZANO (19)	EDISON	LOMBARDIA	BG-LC-MI	297,60
62	XLIX-12	11/05	SANTA CROCE	SVILUPPO RISORSE NATURALI	CAMPANIA MOLISE	BE-CB	745,60
63	XLIX-12	11/05	MORDANO (16)	PO VALLEY OPERATIONS PTY	EMILIA ROMAGNA	BO-FO-RA	258,45
64	XLIX-12 L-3	11/05	CIPRESSI	ENI	ABRUZZO	PE-TE	101,20 144,43
65	XLIX-12	11/05	ROSETO DEGLI ABRUZZI (20)	ENERGIA DELLA CONCORDIA	ABRUZZO	TE	13,40
66	XLIX-12	11/05	PONTE DEI GRILLI (16)	ALEANNA RESOURCES	EMILIA ROMAGNA	BO-FO-RA	258,45
67	L-1	12/05	CORTE DEI SIGNORI	ALEANNA RESOURCES	EMILIA ROMAGNA	FE	248,70
68	L-1	12/05	PANNOCCHIA (17)	EDISON	EMILIA ROMAGNA	PR	250,70
69	L-1	12/05	MAZZALASINO (22)	PO VALLEY OPERATIONS PTY	EMILIA ROMAGNA	MO-RE	197,80
70	L-1	12/05	PODERE GALLINA (18)	PO VALLEY OPERATIONS PTY	EMILIA ROMAGNA	BO-FE	506,20
71	L-1	12/05	POGGIO MORELLO	ENERGIA DELLA CONCORDIA	MARCHE ABRUZZO	AP-TE	83,19
72	L-1	12/05	SAN GERVASIO	ENERGIA DELLA CONCORDIA	ABRUZZO	TE	68,12
73	L-2	01/06	SASSUOLO	TERRACON	EMILIA ROMAGNA	MO-RE	252,26
74	L-2	01/06	BADILE	ENERGIA DELLA CONCORDIA	LOMBARDIA	MI-PV	154,50
75	L-2	01/06	COLLE GINESTRE	COMPAGNIA GENERALE IDROCARBURI	ABRUZZO MOLISE	CB CH	86,55
76	L-2	01/06	GENZONE (21)	ENERGIA DELLA CONCORDIA	LOMB. (318,70) EMILIA ROM. (3,30)	LO-PV PC	322,00
77	L-2	01/06	POSTA DEL GIUDICE	ENERGIA DELLA CONCORDIA	PUGLIA	FG	113,60
78	L-2	01/06	SERRA DEI GATTI (24)	INTERGAS PIÙ	PUGLIA	FG	121,80
79	L-3	02/06	OSSOLA (19)	PO VALLEY OPERATIONS PTY	LOMBARDIA	BG-LC-MI	297,60
80	L-3	02/06	MASSERIA MANFREDI (26)	COMPAGNIA GENERALE IDROCARBURI	ABRUZZO	PE	78,65
81	L-4	03/06	SAN GIOVANNI (28)	TERRACON	EMILIA ROMAGNA	MO-RE	104,70
82	L-4	03/06	SANT'ANNA (20)	COR.PRO.ITALIA, TERRACON	ABRUZZO	TE	13,40
83	L-4	03/06	BELGIOIOSO (21)	ALEANNA RESOURCES	LOMBARDIA EMILIA ROM.	LO-PV-PC	322,00
84	L-4	03/06	BUGIA (22)	ALEANNA RESOURCES	EMILIA ROMAGNA	MO-RE	197,80

85	L-4	03/06	MEDOLA (25)	ALEANNA RESOURCES	EMILIA ROMAGNA	BO-MO	448,80
86	L-4	03/06	PALAZZO SAN GERVASIO	ALEANNA RESOURCES	PUGLIA BASILICATA	BA-PZ	561,00
87	L-4	03/06	PONTE DEL DIAVOLO	ALEANNA RESOURCES	EMILIA ROMAGNA	FE	204,60
88	L-4	03/06	TORRENTE ACQUA FREDDA (23)	ALEANNA RESOURCES	BASILICATA	MT	66,24
89	L-4	03/06	ABBADIA CERRETO (29)	ENI	LOMBARDIA	CR-LO	91,82
90	L-4	03/06	VILLA MAZZAROSA (20)	INTERGAS PIÙ	ABRUZZO	TE	13,40
91	L-5	04/06	FAETO (24)	PETREN	PUGLIA	FG	121,80
92	L-5	04/06	BIBBIANO	TERRACON	EMILIA ROMAGNA	MO-PR-RE	411,90
93	L-5	04/06	SALICETO (30)	TERRACON	EMILIA ROMAGNA	PC	24,34
94	L-5	04/06	ZAPPOLINO (25)	EDISON	EMILIA ROMAGNA	BO-MO	448,80
95	L-5	04/06	COLLE DEI NIDI	GAS PLUS ITALIANA, INTERGAS PIÙ, PETROREP ITALIANA	MARCHE ABRUZZO	AP-TE	83,19
96	L-5	04/06	VILLA CARBONE	INTERGAS PIÙ. GAS PLUS ITALIANA	ABRUZZO	TE	68,12
97	L-6	05/06	MASSERIA DELLA GIOIA (24)	CONSUL SERVICE	PUGLIA	FG	121,80
98	L-7	06/06	MONTE GALLO (27)	GAS PLUS ITALIANA	MARCHE	AN-MC	122,10
99	L-7	06/06	S. ROCCO	COMPAGNIA GENERALE IDROCARBURI	ABRUZZO	CH	67,75
100	L-7	06/06	S. VENERE (26)	ENI, GAS PLUS ITALIANA	ABRUZZO	PE	73,12
101	L-8	07/06	ROCCA DI BOLIGNANO (27)	COR.PRO.ITALIA, TERRACON	MARCHE	AN-MC	122,10
102	L-8	07/06	BRISIGHELLA	UNION EQUITIES CORPORATION	EMILIA ROMAGNA	FO-RA	246,00
103	L-8	07/06	FANTOZZA (28)	ALEANNA RESOURCES	EMILIA ROMAGNA	MO-RE	104,70
104	L-8	07/06	PRADA (29)	ALEANNA RESOURCES	LOMBARDIA	CR-LO	91,82
105	L-8	07/06	CENTRALE LUNA	BIG	UMBRIA	TR	2,524
106	L-9	08/06	MOLINO (30)	ALEANNA RESOURCES	EMILIA ROMAGNA	PC	24,35
107	L-9	08/06	LE SALINE	ALEANNA RESOURCES	EMILIA ROMAGNA VENETO	FE-PD-RO	616,80
108	L-9	08/06	TRE PONTI	ALEANNA RESOURCES	VENETO	PD-RO-VE-FE	742,80
109	L-10	09/06	POVEGLIANO	COMPAGNIA GENERALE IDROCARBURI	VENETO	TV	529,75

Le istanze in concorrenza tra loro sono rilevabili dalla corrispondenza del numero tra parentesi

ISTANZE DI PERMESSO DI PROSPEZIONE IN MARE

N.	Public. BUIG	Arrivo	Denominazione istanza	Società titolare	Zona	Area kmq
1	XL-10 L-5 L-7	09/05 04/06 06/06	d 4 E.P.-SA	SARAS	E - Mare Mediterraneo - Golfo di Cagliari	(1.150,00) 470,60
2	L-6 L-7	05/06 06/06	d 5 E.P.-SA	SARAS	E - Mare Mediterraneo - Golfo di Oristano	(855,15) 629,95

ISTANZE DI PERMESSO DI RICERCA IN MARE

N.	Public. BUIG	Arrivo	Denominazione istanza	Società titolare	Zona	Area kmq
1	XL-1	12/95	d 146 D.R.-CN	CANADA NORTHWEST ITALIANA	D - Mare Ionio	162,28
2	XL-8	07/96	d 147 D.R.-AG	ENI	D - Mare Ionio	993,96
3	XLII-12	11/98	d 341 C.R.-PU	PUMA PETROLEUM	C - Mare Mediterraneo	658,75
4	XLIII-2	01/99	d 90 E.R.-PU	PUMA PETROLEUM	E - Mare Tirreno	683,13
5	XLIII-5	04/99	d 91 E.R.-PU	PUMA PETROLEUM	E - Mare Tirreno	643,12
6	XLV-8	07/01	d 342 C.R.-PU	PUMA PETROLEUM	C - Mare Mediterraneo	716,70
7	XLVII-5	04/03	d 345 C.R.-MF (1)	MAYFAIR PETROLEUM LIMITED	C - Canale di Sicilia	267,81

8	XLVII-8	07/03	d 346 C.R.-EA (1)	ENI - EDISON	C - Canale di Sicilia	267,81
9	XLVII-12	11/03	d 347 C.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	C - Canale di Sicilia	391,49
10	XLVIII-3	02/04	d 21 G.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	G - Canale di Sicilia	712,50
11	XLVIII-5	04/04	d 57 F.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	F e D - Mare Adriatico	734,50
12	XLVIII-6	05/04	d 58 F.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	F e D - Mare Adriatico	734,64
13	XLVIII-9	08/04	d 348 C.R.-NP	VEGA OIL	C - Canale di Sicilia	336,98
14	XLIX--3	02/05	d 22 G.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	G - Canale di Sicilia	743,09
15	XLIX--5	04/05	d 59 F.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	F - Mare Ionio	730,75
16	XLIX-6	05/05	d 23 G.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	C e G - Canale di Sicilia	743,81
17	XLIX-6	05/05	d 24 G.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	C e G - Canale di Sicilia	726,90
18	L-1	12/05	d 349 C.R.-MD	MEDOIL	C - Canale di Sicilia	366,25
19	L-1	12/05	d 350 C.R.-MD	MEDOIL	C - Canale di Sicilia	589,69
20	L-4	03/06	d 60 F.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	F - Mare Adriatico	741,80
21	L-7	06/06	d 148 D.R.-CS	CONSUL SERVICE	D - Mare Ionio	162,28
22	L-7	06/06	d 61 F.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	F - Mare Adriatico	733,50
23	L-10	09/06	d 149 D.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	D - Mare Adriatico	735,70

Le istanze in concorrenza tra loro sono rilevabili dalla corrispondenza del numero tra parentesi

ISTANZE DI CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE IN TERRA

N.	Public. BUIG	Arrivo	Denominazione istanza	Società titolare	Regioni	Province	Area kmq
1	XLVII-10	09/03	AGOSTA	ENI, PETROREP ITALIANA	EMILIA ROMAGNA	FE	26,93
2	XLIX-5	04/05	ABBADESSE	GROVE ENERGY	EMILIA ROMAGNA	RA	14,70
3	XLIX-6	05/05	CAPPARUCCIA	ENI, EDISON	MARCHE	AP	59,55
4	L-6	05/06	SILLARO	NORTHSUN ITALIA, PO VALLEY OPERATIONS PTY	EMILIA ROMAGNA	BO	7,37
5	L-7	06/06	AGLAVIZZA	JKX ITALIA	ABRUZZO	CH	7,32
6	L-8	07/06	MEZZOCOLLE	ENI	EMILIA ROMAGNA	BO-FE	144,90
7	L-8	07/06	S. ALBERTO	EDISON, NORTHSUN ITALIA, PO VALLEY OPERATIONS PTY	EMILIA ROMAGNA	BO	19,51
8	L-10	09/06	CASCINA CASTELLO	NORTHSUN ITALIA	LOMBARDIA	CR-LO-MI	14,49

Le istanze in concorrenza tra loro sono rilevabili dalla corrispondenza del numero tra parentesi

ISTANZE DI CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE IN MARE

N.	Public. BUIG	Arrivo	Denominazione istanza	Società titolare	Zona	Area kmq
1	XL-4	02/88	d 26 B.C.-AG	AGIP	B - Mare Adriatico	58,48
2	XXXIX-3	02/95	d 23 A.C.-AG	AGIP	A - Mare Adriatico	58,32
3	XLI-1	12/96	d 1 G.C.-AG	AGIP, EDISON GAS	G - Canale di Sicilia	171,70
4	XLI-4	03/97	d 35 A.C.-AG	AGIP, ELF IDR. ITAL., PETR. IT. SPI	A - Mare Adriatico	144,17
6	XLV-3	02/01	d 37 A.C.-AG	ENI	A - Mare Adriatico	73,56
7	L-3	02/06	d 38 A.C.-AG	ENI, EDISON	A - Mare Adriatico	54,26
8	L-9	08/06	d 39 A.C.-EA	ENI	A - Mare Adriatico	103,60
9	L-10	09/06	d 29 B.C.-AG	ENI	B - Mare Adriatico	27,31

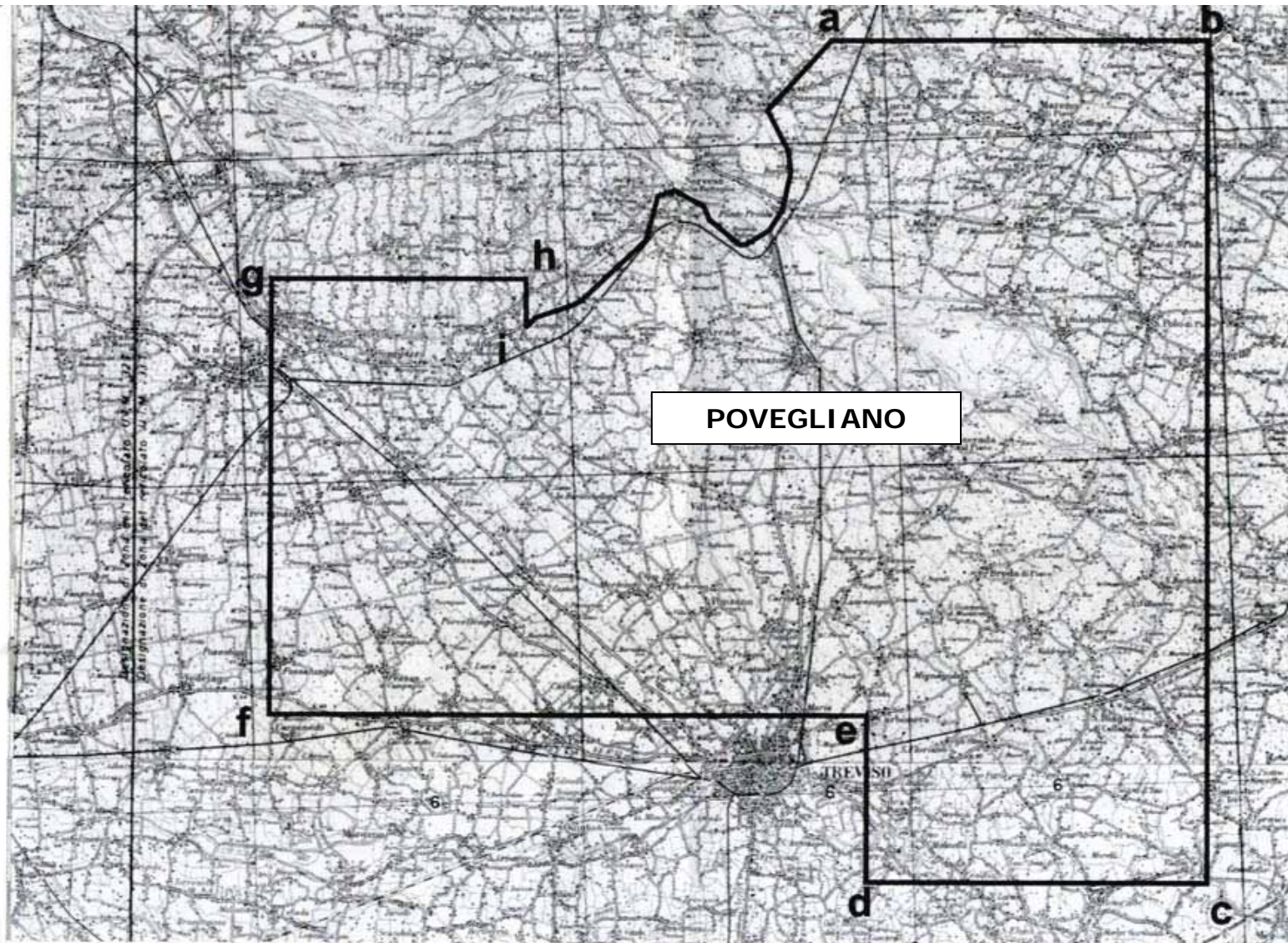
Le istanze in concorrenza tra loro sono rilevabili dalla corrispondenza del numero tra parentesi

ISTANZE DI CONCESSIONE DI STOCCAGGIO

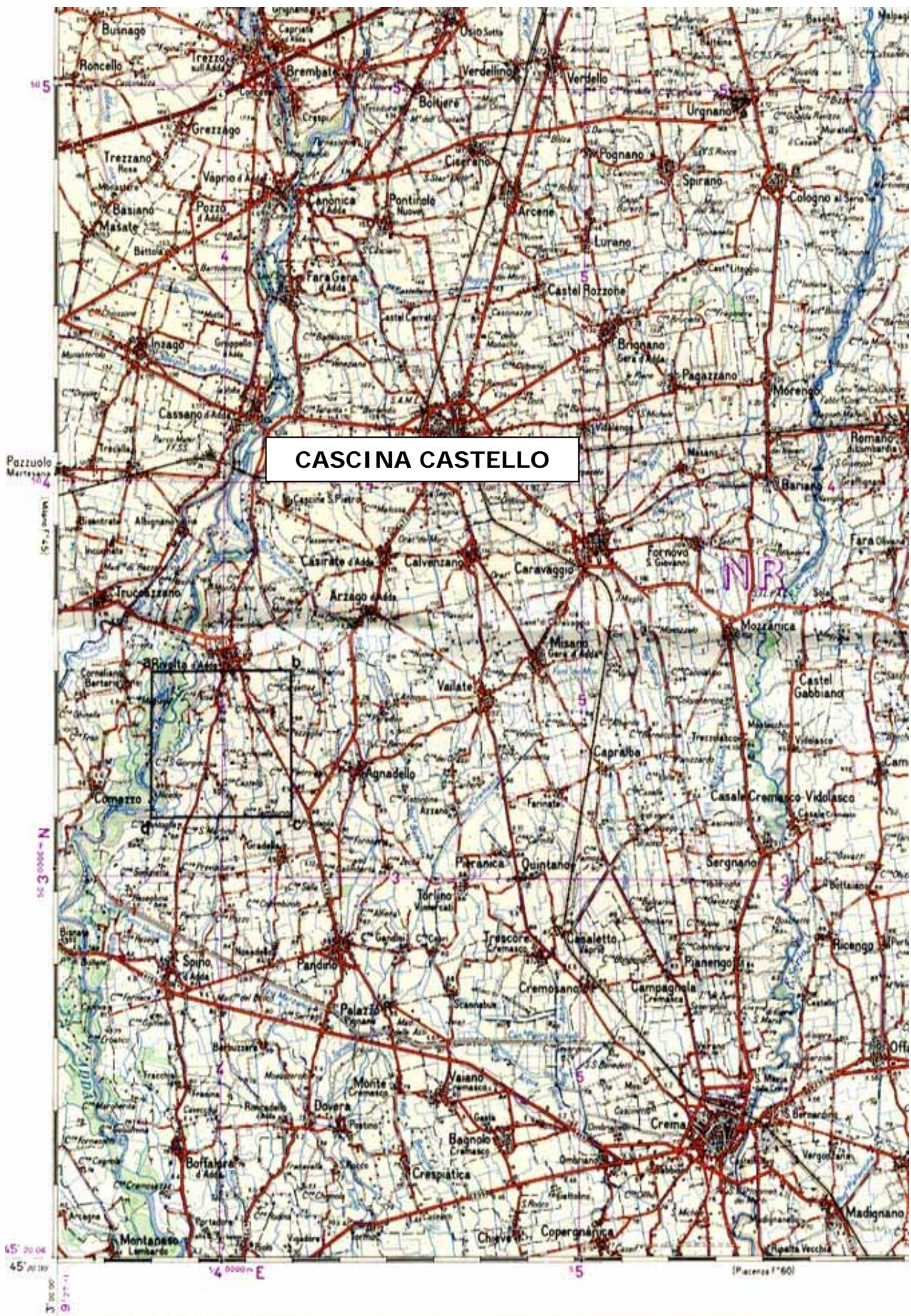
N.	Public. BUIG	Arrivo	Denominazione istanza	Società titolare	Regioni	Province	Area kmq
1	XLVI-8	07/02	CANTON	INDIPENDENT GAS MANAGEMENT	VENETO	VE	125,07
2	XLVI-8	07/02	COLLE TRONCO	INDIPENDENT GAS MANAGEMENT	LAZIO	FR	23,19
3	XLVI-8	07/02	RIVARA	INDIPENDENT GAS MANAGEMENT	EMILIA ROMAGNA	MO-BO	117,14
4	XLVI-9	08/02	CORNEGLIANO	Confservizi International Srl	LOMBARDIA	LO	24,23
5	XLVI-9	08/02	COTIGNOLA (2)	BLUGAS SpA	EMILIA ROMAGNA	RA	22,14
6	XLVI-9	08/02	COTIGNOLA (2)	EDISON STOCCAGGIO SpA	EMILIA ROMAGNA	RA	22,14
7	XLVI-9	08/02	COTIGNOLA (2)	Confservizi International Srl	EMILIA ROMAGNA	RA	22,14
8	XLVI-9	08/02	COTIGNOLA (2)	CPL CONCORDIA Srl e ITALCOGIM SpA	EMILIA ROMAGNA	RA	22,14
9	XLVI-9	08/02	COTIGNOLA (2)	ENEL FTL SpA	EMILIA ROMAGNA	RA	22,14
10	XLVI-9	08/02	CUGNO LE MACINE (3)	CPL CONCORDIA Srl	BASILICATA	MT	48,16
11	XLVI-9	08/02	CUGNO LE MACINE (3)	GEOGAS Srl	BASILICATA	MT	48,16
12	XLVI-9	08/02	SAN POTITO (4)	BLUGAS SpA	EMILIA ROMAGNA	RA	19,67
13	XLVI-9	08/02	SAN POTITO (4)	EDISON STOCCAGGIO SpA	EMILIA ROMAGNA	RA	19,67
14	XLVI-9	08/02	SAN POTITO (4)	CPL CONCORDIA Srl e ITALCOGIM SpA	EMILIA ROMAGNA	RA	19,67
15	XLVI-9	08/02	SAN POTITO (4)	ENEL FTL SpA	EMILIA ROMAGNA	RA	19,67
16	XLVI-9	08/02	MASSERIA S. ANGELO (5)	COSTRUZIONE CONDOTTE Srl	BASILICATA	MT	10,15
17	XLVI-9	08/02	SERRA PIZZUTA (5)	GEOGAS Srl	BASILICATA	MT	10,15

Le istanze in concorrenza tra loro sono rilevabili dalla corrispondenza del numero tra parentesi.

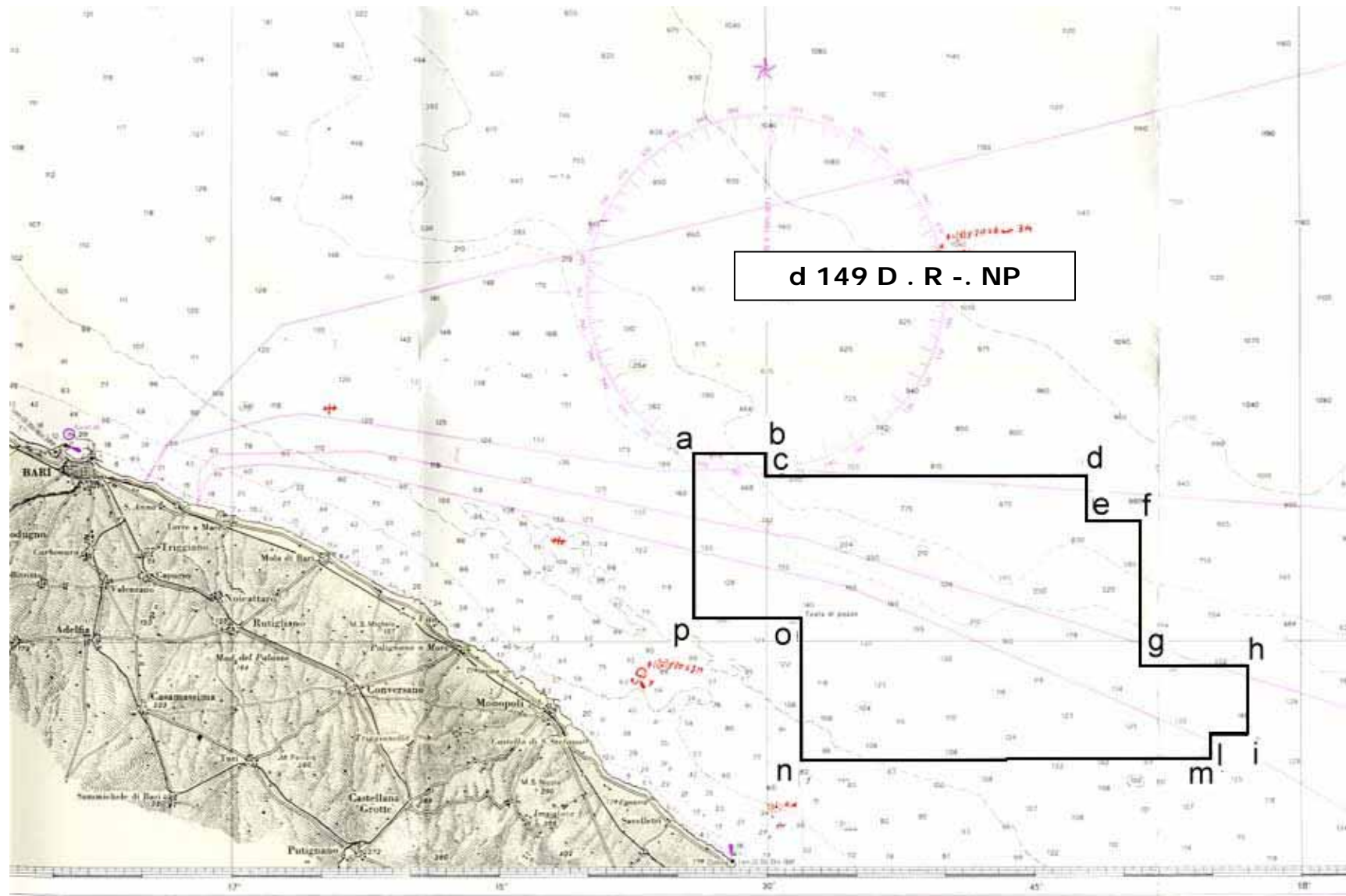
PIANI TOPOGRAFICI
ALLEGATI ALLE ISTANZE ED AI DECRETI PUBBLICATI
NEL PRESENTE BOLLETTINO



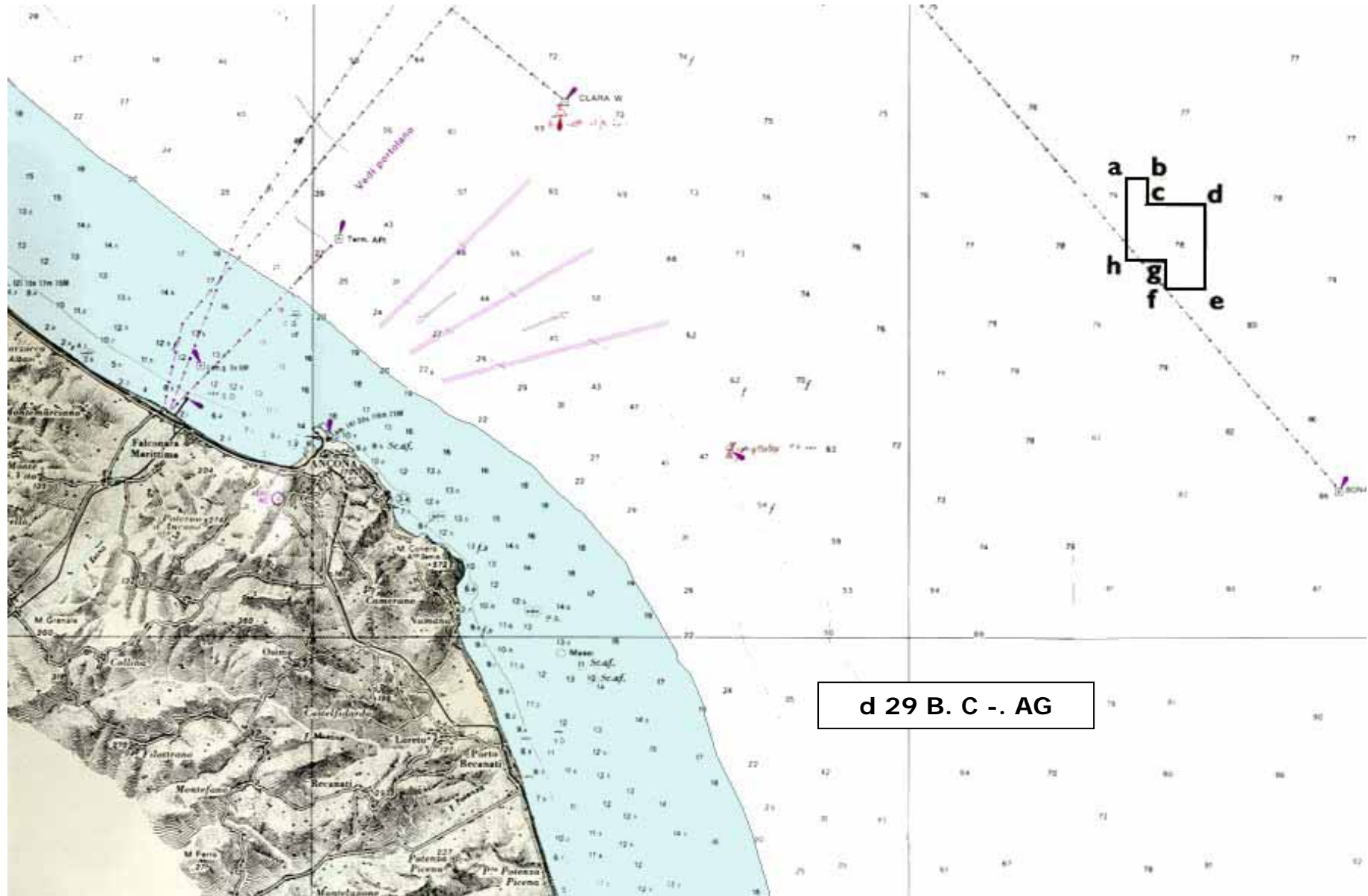
TAV. 1 - Istanza di permesso di ricerca POVEGLIANO



TAV. 2 - Istanza di concessione di coltivazione CASCINA CASTELLO



TAV. 3 - Istanza di permesso di ricerca d149D.R-.NP



TAV. 4 - Istanza di concessione di coltivazione d 29 B. C -. AG