


SOMMARIO

<p>Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia - Anno XLVIII – N. 12</p> <p><i>Direttore responsabile:</i> GILBERTO DIALUCE</p> <p><i>Redazione:</i> MARIA BEATRICE DE AMICIS</p> <p><i>Grafica e impaginazione:</i> OMBRETTA COPPI</p>	<p>AVVERTENZE</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 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
	<ul style="list-style-type: none"> ■ APPENDICE: INDICI - ELENCHI

AVVERTENZE Pag 5

	<h2>IDROCARBURI</h2>
	<p>TITOLI MINERARI RICHIESTI O CONCESSI NELLA TERRAFERMA</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ISTANZE DI PERMESSO DI RICERCA <p>DICHIARAZIONI DI RINUNCIA</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ BOSCO – Dichiarazione di rinuncia all'istanza di permesso di ricerca (Bologna, Modena) – Società Coimepa Pag. 6 ■ FOSSO DARDAGNOLA – Dichiarazione di rinuncia all'istanza di permesso di ricerca (Bologna, Modena) – Società Coimepa Pag. 6 <ul style="list-style-type: none"> ■ PERMESSI DI RICERCA <p>ISTANZE DI RINUNCIA</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ COLOGNO MONZESE – Istanza di rinuncia al permesso di ricerca (Cremona, Lodi, Milano) – Società ENI Pag. 6
	<ul style="list-style-type: none"> ■ ISTANZE DI CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE

	<p> CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE</p> <p>ISTANZE DI PROROGA</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ CA' BELLAVISTA – Istanza di proroga della concessione di coltivazione (Bologna) – Società Lazzi Gas <i>Pag. 6</i> ▪ MOLINAZZO – Istanza di proroga della concessione di coltivazione (Bologna) – Società Lazzi Gas <i>Pag. 7</i>
	<p>TITOLI MINERARI RICHIESTI O CONCESSI NEL SOTTOFONDO DEL MARE TERRITORIALE E DELLA PIATTAFORMA CONTINENTALE</p> <p> ISTANZE DI PERMESSO DI RICERCA</p> <p> PERMESSI DI RICERCA</p> <p>ISTANZE DI RINUNCIA</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ F.R30.AG – Istanza di rinuncia al permesso di ricerca (Mare Jonio, Zone D e F) – Società ENI <i>Pag. 8</i> <p> ISTANZE DI CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE</p> <p> CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE</p> <p>ISTANZE DI PROROGA</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ A.C8.ME – Istanza di proroga della concessione di coltivazione (Mare Adriatico, Zona A) – Società ENI (r.u.)..... <i>Pag. 8</i>
	<p style="text-align: center;">MERCATO DEL GAS NATURALE</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ CELLINO STOCCAGGIO – Decreto ministeriale 23 novembre 2004 di intestazione, alla Società Edison Stoccaggio, della titolarità della Società Edison T&S..... <i>Pag. 9</i> ▪ COLLALTO STOCCAGGIO – Decreto ministeriale 23 novembre 2004 di intestazione, alla Società Edison Stoccaggio, della titolarità della Società Edison T&S..... <i>Pag. 10</i>
	<p style="text-align: center;">GEOTERMIA</p> <p style="text-align: center;">ATTIVITA' DI RICERCA E COLTIVAZIONE DI RISORSE GEOTERMICHE</p>

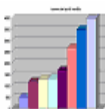


LEGGI, DECRETI, DISPOSIZIONI E COMUNICATI

- **GIACIMENTI MARGINALI** – Circolare ministeriale N. 4256 del 10 dicembre 2004 sui criteri di valutazione e modalità di presentazione delle domande per il riconoscimento della marginalità economica di giacimenti di idrocarburi, in applicazione dell'art. 5 del Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164..... *Pag. 11*
- Decreto ministeriale 29 novembre 2004 di riconoscimento di idoneità di raccomandazioni tecniche o norme di altri Paesi ai sensi dell'art. 30 del Decreto legislativo 624/1996..... *Pag. 17*



REGIONE SICILIA



DATI STATISTICI



INDIRIZZI

- MINISTERO ATTIVITA' PRODUTTIVE *Pag. 19*



ELENCHI DELLE ISTANZE

- ISTANZE DI PERMESSO DI RICERCA IN TERRA *Pag. 20*
- ISTANZE DI PERMESSO DI RICERCA IN MARE *Pag. 21*
- ISTANZE DI CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE IN TERRA *Pag. 22*
- ISTANZE DI CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE IN MARE *Pag. 22*
- ISTANZE DI CONCESSIONE DI STOCCAGGIO *Pag. 22*



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
XLII	1	31 gennaio 1998	1	9	XLV	7	31 luglio 2001	-	-
XLII	2	28 febbraio 1998	10	24	XLV	8	31 agosto 2001	-	-
XLII	3	31 marzo 1998	25	48	XLV	9	-	-	-
XLII	4	30 aprile 1998	49	59	XLV	10	31 ottobre 2001	-	-
XLII	5	31 maggio 1998	60	75	XLV	11	30 novembre 2001	-	-
XLII	6	30 giugno 1998	76	122	XLV	12	31 dicembre 2001	-	-
XLII	7	31 luglio 1998	123	131					
XLII	8	31 agosto 1998	132	141	XLVI	1	31 gennaio 2002	1	23
XLII	9	30 settembre	142	145	XLVI	2	28 febbraio 2002	24	27
XLII	10	31 ottobre 1998	146	169	XLVI	3	31 marzo 2002	28	43
XLII	11	30 novembre	170	177	XLVI	4	30 aprile 2002	44	72
XLII	12	31 dicembre	178	200	XLVI	5	31 maggio 2002	73	95
					XLVI	6	30 giugno 2002	96	109
XLIII	1	31 gennaio 1999	1	26	XLVI	7	31 luglio 2002	110	123
XLIII	2	28 febbraio 1999	27	35	XLVI	8	31 agosto 2002	124	146
XLIII	3	31 marzo 1999	36	58	XLVI	9	30 settembre 2002	147	166
XLIII	4	30 aprile 1999	59	92	XLVI	10	31 ottobre 2002	167	171
XLIII	5	31 maggio 1999	93	113	XLVI	11	30 novembre 2002	172	178
XLIII	6	30 giugno 1999	114	137	XLVI	12	31 dicembre 2002	179	205
XLIII	7	31 luglio 1999	138	158					
XLIII	8	31 agosto 1999	159	165	XLVII	1	31 gennaio 2003	1	8
XLIII	9	30 settembre	166	179	XLVII	2	28 febbraio 2003	9	24
XLIII	10	31 ottobre 1999	180	214	XLVII	3	31 marzo 2003	25	40
XLIII	11	30 novembre	215	229	XLVII	4	30 aprile 2003	41	64
XLIII	12	31 dicembre	230	264	XLVII	5	31 maggio 2003	65	81
					XLVII	6	30 giugno 2003	82	88
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

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 delle attività produttive - 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.

ATTIVITA' DI RICERCA E COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI IN TERRA

PERMESSI DI RICERCA

DICHIARAZIONI DI RINUNCIA AD ISTANZE DI PERMESSI DI RICERCA

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **148.**

Dichiarazione di rinuncia all'istanza di permesso di ricerca «BOSCO» presentata dalla Società Coimepa (estratto).

Con dichiarazione pervenuta al Ministero delle attività produttive il 29 novembre 2004, la Società COIMEPA, titolare unica dell'istanza di permesso di ricerca ubicato nelle province di Bologna e Modena, convenzionalmente denominata «BOSCO» e pubblicata nel B.U.I.G. Anno XXXIX - N. 4, ha chiesto di rinunciare all'istanza stessa.

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **149.**

Dichiarazione di rinuncia all'istanza di permesso di ricerca «FOSSO DARDAGNOLA» presentata dalla Società Coimepa (estratto).

Con dichiarazione pervenuta al Ministero delle attività produttive il 29 novembre 2004, la Società COIMEPA, titolare unica dell'istanza di permesso di ricerca ubicato nelle province di Bologna e Modena, convenzionalmente denominata «FOSSO DARDAGNOLA» e pubblicata nel B.U.I.G. Anno XXXIX - N. 4, ha chiesto di rinunciare all'istanza stessa.

ISTANZE DI RINUNCIA A PERMESSI DI RICERCA

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **150.**

Istanza di rinuncia al permesso di ricerca «COLOGNO MONZESE» presentata dalla Società ENI (estratto).

Con istanza pervenuta al Ministero delle attività produttive il 4 novembre 2004, la Società ENI, titolare unica del permesso di ricerca ubicato nelle province di Cremona, Lodi e Milano, convenzionalmente denominato «COLOGNO MONZESE» (v. Elenco dei permessi di ricerca, n. 470 di riferimento), ha chiesto di rinunciare al permesso stesso.

CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE

ISTANZE DI PROROGA DI CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **151.**

Istanza di proroga della concessione di coltivazione «CA' BELLAVISTA» presentata dalla Società Lazzi Gas (estratto).

Richiedente: Società LAZZI GAS – Firenze, Via Mercadante, 2b.

Data di presentazione dell'istanza: 23 novembre 2004.

Denominazione della concessione di coltivazione della quale si chiede la proroga: «CA' BELLAVISTA» (v. Elenco delle concessioni di coltivazione, n. 712 di riferimento).

Ubicazione ed estensione attuale della medesima:

- *Provincia:* Bologna.

- *Superficie:* km² 1,54.

- *Superficie dell'area della concessione per la quale si chiede la proroga:* km² 1,54.

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **152**.

Istanza di proroga della concessione di coltivazione «MOLINAZZO» presentata dalla Società Lazzi Gas
(estratto).

Richiedente: Società LAZZI GAS – Firenze, Via Mercadante, 2b.

Data di presentazione dell'istanza: 23 novembre 2004.

Denominazione della concessione di coltivazione della quale si chiede la proroga: «MOLINAZZO» (v. Elenco delle concessioni di coltivazione, n. 718 di riferimento).

Ubicazione ed estensione attuale della medesima:

- *Provincia*: Bologna.

- *Superficie*: km² 2,2238.

- *Superficie dell'area della concessione per la quale si chiede la proroga*: km² 2,2238.

ATTIVITA' DI RICERCA E COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI IN MARE

PERMESSI DI RICERCA

ISTANZE DI RINUNCIA A PERMESSI DI RICERCA

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **153.**

Istanza di rinuncia al permesso di ricerca «F.R30.AG» presentata dalla Società ENI (estratto).

Con istanza pervenuta al Ministero delle attività produttive il 3 novembre 2004, la Società ENI, titolare unica del permesso di ricerca ubicato nel Mare Jonio (Zone D e F), convenzionalmente denominato «F.R30.AG» (v. Elenco dei permessi di ricerca, n. 624 di riferimento), ha chiesto di rinunciare al permesso stesso.

CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE

ISTANZE DI PROROGA DI CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **154.**

Istanza di proroga della concessione di coltivazione «A.C8.ME» presentata dalla Società ENI (r.u.) (estratto).

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

Data di presentazione dell'istanza: 16 novembre 2004.

Denominazione della concessione di coltivazione della quale si chiede la proroga: «A.C8.ME» (v. Elenco delle concessioni di coltivazione, n. 970 di riferimento).

Ubicazione ed estensione attuale della medesima:

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

- *Superficie*: km² 51,27.

- *Superficie dell'area della concessione per la quale si chiede la proroga*: km² 51,27.

MERCATO DEL GAS

CONCESSIONI DI STOCCAGGIO

DECRETI RELATIVI ALLA TITOLARITA' DI CONCESSIONI DI STOCCAGGIO

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **155**.

DECRETO MINISTERIALE 23 novembre 2004.

Intestazione, alla Società Edison Stoccaggio, della titolarità della Società Edison T&S relativa alla concessione di stoccaggio «CELLINO STOCCAGGIO».

IL DIRETTORE GENERALE DELL'ENERGIA E DELLE RISORSE MINERARIE

Vista la Legge 26 aprile 1974, n. 170, sullo stoccaggio di gas naturale in giacimenti di idrocarburi e successive modifiche;

Visto il Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, relativo al mercato interno del gas naturale;

Visto il Decreto legislativo 30 maggio 2001, n. 165, recante norme generali sull'ordinamento del lavoro alle dipendenze delle amministrazioni pubbliche;

Vista la Legge 23 agosto 2004, n. 239, sul riordino del settore energetico;

Visto il D.M. 28 luglio 1975, pubblicato nella Gazzetta ufficiale della Repubblica Italiana n. 203 del 6 agosto 1975, con il quale è stato approvato il Disciplinare tipo per le concessioni di stoccaggio di gas naturale in giacimenti di idrocarburi;

Visto il D.M. 10.12.1984 di conferimento alla società MONTEDISON S.p.A. della concessione di stoccaggio di gas naturale denominata "CELLINO STOCCAGGIO";

Visti i D.M. 16.7.85, 22.4.91 e 12.5.92 con i quali la titolarità è stata da ultima trasferita alla Edison Gas S.p.A. a decorrere dal 19.6.91;

Visto il D.M. 27 settembre 2001 di conferma alla società EDISON GAS S.p.A. della suddetta concessione di stoccaggio di gas naturale;

Visto il D.M. 1° marzo 2002 di trasferimento della titolarità della concessione "CELLINO STOCCAGGIO" dalla società EDISON GAS S.p.A. alla società EDISON T&S S.p.A.;

Vista la domanda della società EDISON STOCCAGGIO S.p.A. in data 6 agosto 2004 con la quale, a seguito della scissione parziale proporzionale di EDISON T&S S.p.A., è stato chiesto di trasferire, con decorrenza 2 agosto 2004, la titolarità della concessione in questione da EDISON T&S S.p.A. ad EDISON STOCCAGGIO S.p.A.;

Visto l'atto notarile in data 29 luglio 2004, registrato presso l'Agenzia delle Entrate di Milano 1 in data 4 agosto 2004, pervenuto a questo Ministero il 6 ottobre 2004, con il quale è stata costituita la società EDISON STOCCAGGIO S.p.A.;

D E C R E T A

Art. 1.- A decorrere dal 2 agosto 2004 la titolarità della concessione "CELLINO STOCCAGGIO" è intestata dalla società EDISON T&S S.p.A., (c.f. n. 03344000967) con sede legale in Milano – c.a.p. 20121 - Foro Buonaparte, n. 31, alla società EDISON STOCCAGGIO S.p.A. (c.f. n. 04501620969) con sede legale in Milano, c.a.p. 20121 - Foro Buonaparte n. 31.

Art. 2 - Restano fermi per la società EDISON STOCCAGGIO S.p.A. tutti gli obblighi stabiliti nei provvedimenti citati in premessa.

Art. 3 - Il trasferimento di cui al presente decreto non pregiudica gli eventuali diritti dei terzi.

Il presente decreto sarà pubblicato nel Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia e consegnato alla società EDISON STOCCAGGIO S.p.A. tramite l'Agenzia del Demanio – Sezione staccata di Teramo.

Roma, 23 novembre 2004.

Il Direttore generale: GARRIBBA

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **156**.

DECRETO MINISTERIALE 23 novembre 2004.

Intestazione, alla Società Edison Stoccaggio, della titolarità della Società Edison T&S relativa alla concessione di stoccaggio «COLLALTO STOCCAGGIO».

IL DIRETTORE GENERALE DELL'ENERGIA E DELLE RISORSE MINERARIE

Vista la Legge 26 aprile 1974, n. 170, sullo stoccaggio di gas naturale in giacimenti di idrocarburi e successive modifiche;

Visto il Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, relativo al mercato interno del gas naturale;

Visto il Decreto legislativo 30 maggio 2001, n. 165, recante norme generali sull'ordinamento del lavoro alle dipendenze delle amministrazioni pubbliche;

Vista la Legge 23 agosto 2004, n. 239, sul riordino del settore energetico;

Visto il D.M. 28 luglio 1975, pubblicato nella Gazzetta ufficiale della Repubblica Italiana n. 203 del 6 agosto 1975, con il quale è stato approvato il Disciplinare tipo per le concessioni di stoccaggio di gas naturale in giacimenti di idrocarburi;

Visto il D.M. 16 giugno 1994 di conferimento alla società EDISON GAS S.p.A. della concessione di stoccaggio di gas naturale denominata "COLLALTO STOCCAGGIO";

Visto il D.M. 27 settembre 2001 di conferma alla società EDISON GAS S.p.A. della suddetta concessione di stoccaggio di gas naturale;

Visto il D.M. 1° marzo 2002 di trasferimento della titolarità della concessione "COLLALTO STOCCAGGIO" dalla società EDISON GAS S.p.A. alla società EDISON T&S S.p.A.;

Vista la domanda della società EDISON STOCCAGGIO S.p.A. in data 6 agosto 2004 con la quale, a seguito della scissione parziale proporzionale di EDISON T&S S.p.A., è stato chiesto di trasferire, con decorrenza 2 agosto 2004, la titolarità della concessione in questione da EDISON T&S S.p.A. ad EDISON STOCCAGGIO S.p.A.;

Visto l'atto notarile in data 29 luglio 2004, registrato presso l'Agenzia delle Entrate di Milano 1 in data 4 agosto 2004, pervenuto a questo Ministero il 6 ottobre 2004, con il quale è stata costituita la società EDISON STOCCAGGIO S.p.A.;

D E C R E T A

Art. 1.- A decorrere dal 2 agosto 2004 la titolarità della concessione "COLLALTO STOCCAGGIO" è intestata dalla società EDISON T&S S.p.A., (c.f. n. 03344000967) con sede legale in Milano – c.a.p. 20121, Foro Buonaparte n. 31, alla società EDISON STOCCAGGIO S.p.A. (c.f. n. 04501620969) con sede legale in Milano – c.a.p. 20121, Foro Buonaparte n. 31.

Art. 2 - Restano fermi per la società EDISON STOCCAGGIO S.p.A. tutti gli obblighi stabiliti nei provvedimenti citati in premessa.

Art. 3 - Il trasferimento di cui al presente decreto non pregiudica gli eventuali diritti dei terzi.

Il presente decreto sarà pubblicato nel Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia e consegnato alla società EDISON STOCCAGGIO S.p.A. tramite l'Agenzia del Demanio filiale di Venezia/sezione staccata di Treviso.

Roma, 23 novembre 2004.

Il Direttore generale: GARRIBBA

LEGGI, DECRETI, DISPOSIZIONI E COMUNICATI

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **157**.

CIRCOLARE MINISTERIALE N. 4256 del 10 dicembre 2004.

Giacimenti marginali – Criteri di valutazione e modalità di presentazione delle domande per il riconoscimento della marginalità economica di giacimenti di idrocarburi, in applicazione dell'art. 5 del Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

IL DIRETTORE GENERALE DELL'ENERGIA E DELLE RISORSE MINERARIE

Con il documento per la consultazione del 10 novembre 2003, diffuso attraverso pubblicazione nel sito internet del Ministero delle attività produttive, la Direzione Generale per l'energia e le risorse minerarie (DGERM) dello stesso Ministero ha illustrato i criteri di valutazione per il riconoscimento della qualifica di marginalità economica di un giacimento di idrocarburi, in applicazione dell'articolo 5 del decreto legislativo n. 164 del 23 maggio 2000.

Con l'articolo 5 di tale decreto legislativo (nel seguito denominato d.lgs n. 164/2000) è stata introdotta una forma di agevolazione fiscale, finalizzata all'incentivazione della coltivazione di giacimenti non sviluppati alla produzione perché caratterizzati da marginalità economica ("giacimenti marginali").

L'agevolazione consiste nella possibilità, per il concessionario che effettua investimenti per lo sviluppo di un giacimento marginale, di potere utilizzare, ai fini fiscali, delle quote di spesa in conto capitale dell'esercizio, superiori a quelle che risultano dall'ammortamento previsto dalla normativa fiscale.

L'ulteriore quota percentuale degli investimenti fiscalmente deducibili è commisurata all'incremento (*up-lift*) che si rende necessario perché il programma di sviluppo del giacimento marginale risulti economico.

Un'analoga agevolazione è prevista anche per incentivare la coltivazione delle code di produzione caratterizzate da economicità critica.

Il riconoscimento della qualifica di marginalità economica del giacimento è effettuata, su domanda del concessionario, dal Ministero delle attività produttive, sentita la regione interessata, e sentita la Commissione di cui all'articolo 19 del d.lgs. n.625/1996; contestualmente, e sulla base del programma di sviluppo che accompagna la domanda, è approvata l'ulteriore quota percentuale degli investimenti deducibili ai fini fiscali.

Con la presente circolare il Ministero, a conclusione del processo di consultazione promosso con la diffusione del documento del 10 novembre 2003, rende pubblici i parametri qualitativi e quantitativi che, in prima applicazione della norma, saranno applicati alla metodologia di valutazione già descritta nel citato documento per la consultazione.

Con la stessa viene altresì illustrata la procedura che dovrà essere seguita per la presentazione delle domande per il riconoscimento della marginalità economica di un giacimento di idrocarburi.

1. MARGINALITA' ECONOMICA - REDDITIVITA' MINIMA ATTESA - PERCENTUALE DI UP-LIFT

L'approccio utilizzato per l'individuazione del criterio per il riconoscimento di marginalità economica di un giacimento è stato quello di identificare il limite di "economicità critica" di un programma di sviluppo per la messa in produzione del giacimento, nella "redditività minima" che una Società che opera nel settore, si attende dal capitale investito nel suddetto programma di sviluppo.

Tale approccio porta a definire "giacimento marginale" quel giacimento per il quale il programma di sviluppo per la sua messa in produzione, comporti investimenti la cui redditività è inferiore alla "redditività minima attesa".

Le stesse considerazioni valgono per il riconoscimento di marginalità economica di progetti di coltivazione delle code di produzione di giacimenti già sviluppati.

La "redditività minima attesa" è stata individuata nel costo medio ponderato del capitale investito, maggiorato di una quantità idonea a coprire il "rischio minerario" insito nella particolare attività di up-stream.

In prima applicazione dell'agevolazione prevista all'art.5 del d.lgs. n.164/2000, il Ministero, nell'esaminare le domande di riconoscimento della qualifica di marginalità economica di un giacimento, terrà conto del valore di **10,28%** quale limite di "economicità critica" del programma di sviluppo per la messa in produzione del giacimento, o del programma di coltivazione delle code di produzione di giacimenti già sviluppati.

Nell'**Allegato n.1** sono descritti i parametri qualitativi e quantitativi che hanno portato alla definizione del suddetto limite di economicità critica.

Il differenziale fra "redditività minima attesa" ed il tasso di redditività interno calcolato sul flusso di cassa generato dall'investimento determinerà la "ulteriore quota percentuale degli investimenti deducibile ai fini fiscali", indicata al comma 2, lettera c) dell'articolo 5 del d.lgs. n. 164/2000 (*up-lift* degli investimenti).

2. PROCEDURA AMMINISTRATIVA DI RICONOSCIMENTO DI MARGINALITÀ ECONOMICA

2.1. PRESENTAZIONE DI DOMANDA DI RICONOSCIMENTO DI MARGINALITÀ ECONOMICA

La domanda di riconoscimento di marginalità ai sensi dell'art. 5, comma 2 del d.lgs. n.164/2000 può essere presentata esclusivamente dal titolare di una concessione di coltivazione di idrocarburi nella quale siano presenti giacimenti non sviluppati o in fase avanzata di coltivazione per i quali sia possibile, con l'effettuazione di investimenti addizionali, ottenere un aumento delle riserve producibili.

La domanda deve essere corredata da una dettagliata relazione tecnico-economica contenente i seguenti elementi:

- a) programma delle opere necessarie a rendere economicamente attuabile lo sviluppo o l'incremento della produzione, corredato dei relativi investimenti;
- b) piano economico e finanziario degli investimenti, corredato da un'analisi di redditività condotta secondo le indicazioni riportate nell'**Allegato n. 2**;
- c) ulteriore quota percentuale degli investimenti deducibile ai fini fiscali (percentuale di *up-lift* degli investimenti), oltre a quella del loro ammortamento, che rende economico il progetto;
- d) termine previsto per l'inizio dei lavori relativi, intendendo per esso l'inizio dei lavori in situ; tale termine deve essere indicato dal richiedente tenendo anche conto dei tempi necessari e prevedibili per ottenere le preventive approvazioni e/o autorizzazioni e nulla osta richiesti dalle norme vigenti.

La domanda e la relazione tecnico-economica, a firma del legale rappresentante del concessionario (o del rappresentante unico), devono essere presentate al Ministero delle attività produttive - Direzione Generale per l'energia e le risorse minerarie - Ufficio Nazionale per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG) ed al competente ufficio territoriale dell'UNMIG.

Nel caso di concessioni in terraferma, la domanda e la relazione devono essere presentate anche alla regione interessata.

Sono inammissibili richieste relative ad investimenti già avviati alla data di presentazione della domanda.

Le domande pervenute saranno pubblicate, per estratto, nel Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia.

La ulteriore quota percentuale degli investimenti deducibile ai fini fiscali che viene richiesta deve essere ricavabile dall'analisi della redditività della coltivazione, considerando la soglia di redditività minima di cui al punto 1. ed i limiti di cui al punto 2.3. della presente circolare.

2.2. PROVVEDIMENTO DI RICONOSCIMENTO DI MARGINALITÀ ECONOMICA

L'Amministrazione, valutate l'ammissibilità della domanda di riconoscimento di marginalità e la completezza della documentazione, sentita la Commissione di cui all'articolo 19 del d.lgs. n.164/2000 e, per le concessioni in terraferma, la regione interessata, emana un provvedimento di riconoscimento o diniego di marginalità, che è trasmesso al Ministero dell'economia e delle finanze e pubblicato per estratto nel Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e della Geotermia. Per le concessioni di coltivazione in terraferma, il provvedimento dell'Amministrazione è altresì trasmesso alla regione interessata.

Con il provvedimento di riconoscimento di marginalità si approva contestualmente la percentuale di *up-lift* degli investimenti che rende economico il programma, si stabilisce il termine per l'inizio dei lavori relativi e si approva il calcolo di redditività, ivi compreso lo scenario previsionale dei prezzi di vendita ai fini dell'applicazione dell'art.5, comma 5 del d.lgs n. 164/2000.

Il richiedente è tenuto a comunicare la data di effettivo inizio dei lavori relativi al programma alla DGERM - UNMIG ed all'Ufficio UNMIG competente per territorio, nonché al Ministero dell'economia e delle finanze, anche ai fini dell'applicazione del citato art.5, comma 3 del d.lgs n. 164/2000.

Il termine per l'inizio dei lavori costituisce elemento sostanziale per le valutazioni economiche del progetto di investimenti presentato, pertanto, il mancato rispetto di tale termine - indipendentemente dai motivi che lo abbiano causato - determina per il richiedente, ai sensi dell'art.5, comma 3 del citato decreto legislativo, la decadenza dal diritto ad applicare l'*up-lift* degli investimenti.

La vigilanza sulla corretta applicazione dell'agevolazione da parte dei concessionari è affidata, secondo il disposto del comma 6 del citato articolo 5, al Ministero dell'economia e delle finanze.

2.3. CRITERI DI VALUTAZIONE TECNICO-MINERARI

La valutazione di marginalità coinvolge sia le condizioni geo-giacimentologiche sia il piano di sviluppo del giacimento, pertanto, se pure alcune condizioni geo-giacimentologiche potrebbero essere considerate a priori condizioni che determinano la marginalità del giacimento (per esempio nel caso di giacimenti in argille scagliose), è in ogni caso necessaria una valutazione sull'idoneità del programma.

L'approvazione della percentuale del piano economico-finanziario degli investimenti avviene infatti sulla base di dati progettuali e, poiché i concessionari, a seguito del riconoscimento di marginalità, applicheranno direttamente l'agevolazione, assume fondamentale importanza non soltanto la congruità economica degli investimenti e dei costi

operativi previsti, ma anche l'adeguatezza tecnica del programma alle condizioni strutturali del giacimento ed alle possibilità di collocazione dei prodotti sul mercato.

In prima applicazione, per evitare il rischio di riconoscere la qualifica di marginalità a situazioni nettamente antieconomiche, si ritiene opportuno stabilire dei limiti all'applicazione dell'agevolazione, giudicando non accettabili programmi che, per raggiungere la soglia di redditività minima, realizzino almeno una delle seguenti situazioni:

- a) up-lift superiore al 100%;
- b) flusso di cassa del programma di investimenti, che, con l'applicazione dell'up-lift indicato dal richiedente, dia luogo ad un prelievo fiscale negativo nell'arco di vita prevista del programma, così da configurare una situazione creditoria del concessionario nei confronti dell'Amministrazione finanziaria dopo la fine del programma stesso.

Per quanto concerne l'applicazione del beneficio fiscale alle "code di produzione", l'agevolazione è prevista solo quando vi sia la possibilità di ottenere, con investimenti addizionali (che sono gli unici ai quali, evidentemente, è applicabile l'*up-lift*), non contemplati nel programma di coltivazione approvato dall'Amministrazione, un incremento delle riserve producibili.

L'incremento di riserve producibili deve essere supportato da uno studio di giacimento in cui siano evidenziate:

- a) le riserve ed i profili di produzione ottenibili senza l'effettuazione di investimenti addizionali;
- b) le riserve ed i profili di produzione ottenibili con l'effettuazione di investimenti addizionali.

Alla presente lettera circolare, che sarà pubblicata nel Bollettino Ufficiale degli idrocarburi e della Geotermia della DGERM e diffusa nel sito internet del Ministero delle Attività Produttive, i direttori degli Uffici F5, F6, F7 dell'UNMIG e le Associazioni degli Operatori minerari sono pregati di dare massima diffusione.

Il Direttore generale: GARRIBBA

Allegato n.1

Valutazione del limite di redditività minima attesa ai fini del riconoscimento di marginalità economica di un giacimento.

Il limite della "economicità critica" di un programma di sviluppo per la messa in produzione di un giacimento, è individuato nella "redditività minima" che una Società che opera nel settore, si attende dal capitale investito nel suddetto programma di sviluppo.

La "redditività minima attesa" è stata posta pari al costo medio ponderato del capitale investito, maggiorato di una quantità idonea a coprire il "rischio minerario" insito nella particolare attività di up-stream.

1. COSTO DEL CAPITALE INVESTITO

Il costo del capitale investito è stato determinato come media ponderata fra costo del capitale di debito e costo del capitale di rischio (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*); il costo del capitale di rischio è stato stimato con il modello denominato *Capital Asset Pricing Model – CAPM*, comunemente impiegato nei mercati finanziari.

Per la determinazione del *CAPM* e del *WACC* si è fatto riferimento a parametri storici nonché a parametri relativi ad un campione di n. 10 società petrolifere attive nel settore dell'*up-stream*.

1.1. Costo del capitale di debito (Kd)

Il costo dell'indebitamento finanziario è stimato pari al tasso di interesse sul mercato dei prestiti (Rd), depurato dei benefici derivanti dal regime fiscale in vigore (deducibilità degli oneri finanziari dalla base imponibile dell'imposta sul reddito, scudo fiscale). Esso risulta pertanto uguale a

$$Kd = Rd * (1 - Rt)$$

dove :

- Rd è il tasso di interesse sui prestiti o costo dell'indebitamento
- Rt è l'aliquota di tassazione dell'imponibile (aliquota fiscale).

Tenuto anche conto degli elementi acquisiti nel corso del processo di consultazione, il costo medio dell'indebitamento è stimato pari al tasso di riferimento privo di rischio, maggiorato di 100 *basis points*.

Il valore dello *spread* (1%) è stato determinato considerando che per le società che godono di un elevato *rating* di solvibilità, il costo medio dell'indebitamento risulta mediamente superiore di 60-150 *basis points* rispetto al tasso di rendimento dei buoni del tesoro a lunga scadenza.

Quale tasso di riferimento privo di rischio si è considerato il rendimento dei titoli di stato a scadenza decennale. Il valore assunto è pari al 6,86%, ed è la media dei tassi riscontrati nei dieci anni precedenti all'anno in corso (1994-2003) e pubblicati da Banca d'Italia.

La scelta del tipo di BTP e del periodo di osservazione per la rilevazione del dato storico, è determinata in considerazione della "duration" che caratterizza gli investimenti oggetto dell'analisi di redditività.

Il valore del costo medio dell'indebitamento Rd, al lordo delle imposte, è stato quindi assunto pari a 7,86%.

Il costo del debito al netto delle imposte è calcolato tenendo conto dell'aliquota utilizzata per la determinazione dello scudo fiscale per l'anno in corso 2004 (Rt = 33%).

Al netto delle imposte il costo dell'indebitamento Kd risulta pari a **5,27%**.

1.2. Costo del capitale di rischio (Ke)

Il costo del capitale di rischio (Ke) è stato valutato con il metodo *CAPM* (*Capital Asset Pricing Model*):

$$K_e = R_f + \beta * (R_m - R_f)$$

dove :

- Rf è il tasso di riferimento privo di rischio
- Rm è il rendimento medio del mercato azionario
- (Rm - Rf) è il premio mediamente richiesto dai portatori di capitale di rischio (*equity risk premium*)
- β è il coefficiente che mette in relazione il rendimento atteso del capitale di rischio dell'impresa ed il rendimento atteso del mercato azionario nel suo insieme.

Per il tasso di riferimento privo di rischio vale quanto già detto nel punto precedente; esso è pari a **6,86 %**.

La stima del coefficiente β , da utilizzare nel modello *CAPM*, è stata effettuata sulla base di un campione di n.10 società petrolifere integrate, con forte propensione all'attività di *up-stream*, e quotate sui mercati finanziari. I dati delle singole società del campione sono stati rilevati da pubblicazioni di agenzia specializzata.

Il periodo di osservazione del $\beta_{levered}$ e del rapporto di indebitamento, per la determinazione del $\beta_{unlevered}$ del campione, è stato esteso agli ultimi dieci valori annuali al momento disponibili (1993/2002).

Il $\beta_{unlevered}$ del campione è stato riportato a $\beta_{levered}$ tenendo conto della leva finanziaria determinata dall'aliquota fiscale (33%) valida in campo nazionale per l'anno 2004 ed assumendo come rapporto di indebitamento (*leverage*) quello medio dello stesso campione di società.

I valori determinati per il coefficiente β sono i seguenti:

$$\begin{aligned} \beta_{unlevered} \text{ del campione} &= 0,57 \\ \textit{leverage} \text{ (debito/equity) del campione} &= 0,434 \\ \beta_{levered} \text{ (con tax rate 33\%)} &= 0,74 \end{aligned}$$

Il valore dell'*equity risk premium* (Rm - Rf), che rappresenta il maggior rendimento richiesto dagli investitori per un investimento in un'attività rischiosa, alternativo ad un investimento privo di rischio, è stato assunto pari al **6%**.

La scelta del livello del 6%, fra i vari valori di *equity risk premium* stimati dai diversi analisti finanziari, tiene conto del fatto che il mercato azionario al quale si deve fare riferimento per la stima del maggior rendimento atteso, è quello internazionale, ambito naturale - per operatività e per mercato finanziario di collocazione - delle compagnie del settore petrolifero.

Applicando i valori prima definiti all'espressione del modello *CAPM*, si ricava che il costo del capitale di rischio (Ke) è pari a **11,30 %**.

1.3. Costo medio ponderato del capitale (WACC)

Per la ponderazione del costo del capitale, fra costo del capitale proprio (Ke= 11,30%) e costo del capitale di debito (Kd= 5,27%), si è utilizzato il rapporto fra capitale proprio (E) e indebitamento (D) risultante dalla struttura finanziaria media delle compagnie petrolifere del campione già utilizzato per la stima del coefficiente beta (*leverage* = D/E = 0,434)

Il costo medio ponderato del capitale

$$WACC = K_e \cdot \frac{E}{D + E} + K_d \cdot \frac{D}{D + E}$$

risulta pari a **9,47%**.

2. RISCHIO MINERARIO

Tenuto anche conto degli elementi acquisiti nel corso del processo di consultazione, la valutazione del rischio minerario è stata effettuata partendo dalla considerazione che gli investimenti per progetti nell'*up-stream* – caratterizzati dal suddetto rischio specifico - sono normalmente finanziati esclusivamente da capitale proprio dell'azienda.

Nella condizione di autofinanziamento dell'investimento, il costo del capitale è stimato sempre con il *Capital Asset Pricing Model*, $K_e = R_f + \beta * (R_m - R_f)$, dove il coefficiente β del campione di compagnie petrolifere è quello calcolato per condizioni di struttura finanziaria con capitale di debito uguale a zero ($\beta_{unlevered} = 0,57$).

Applicando i valori prima definiti all'espressione del modello *CAPM*, si ricava che il costo del capitale di rischio (K_e), calcolato con il coefficiente $\beta_{unlevered}$, è pari a **10,28 %**.

La differenza dello **0,81%** che risulta fra 10,28 % e 9,47 % (*WACC* in presenza di capitale di debito) rappresenta il maggior rendimento richiesto dall'investimento per la copertura del rischio minerario.

3. REDDITIVITÀ MINIMA ATTESA

La "redditività minima attesa", per l'investimento relativo ad un programma di sviluppo per la messa in produzione di un giacimento, o relativo ad un programma per l'incremento del recupero delle riserve (code di produzione), è dunque pari al **10,28%** ed è data dal costo medio ponderato del capitale investito (9,47%), aumentato della quota di costo individuata per la copertura del "rischio minerario" (0,81%).

Allegato n. 2

Documentazione (metodologia per l'analisi di redditività e dati di base) richiesta per il riconoscimento di marginalità ai sensi del d.lgs. n.164/2000

La documentazione allegata alla domanda di riconoscimento di marginalità deve dimostrare la marginalità economica della coltivazione e, a tale scopo, oltre ad esporre i calcoli di redditività, deve illustrare i dati di base utilizzati e motivarli adeguatamente.

1. Metodologia per l'effettuazione dell'analisi di redditività

Per l'analisi economico-finanziaria di un programma si dovrà adottare la metodologia basata sul calcolo dei flussi di cassa scontati e sulla determinazione del tasso interno di rendimento TIR, a valori monetari (cioè senza tenere conto degli effetti inflattivi), con riferimento all'anno di avvio del programma, nell'orizzonte temporale di vita economica del programma.

Il calcolo del TIR dovrà essere presentato:

- a) al lordo delle imposte e delle royalties;
- b) al netto delle royalties;
- c) al netto delle royalties e delle imposte;
- d) al netto delle royalties e delle imposte, applicando la percentuale di *up-lift* degli investimenti richiesta.

2. Analisi di sensitività

I calcoli di redditività di cui al punto 1 dovranno essere ripetuti con la stessa metodologia e per gli stessi punti di vista (a,b,c,d) applicando, ai costi operativi diretti ed agli investimenti previsti, un incremento ed una riduzione del 20%.

3. Scenario previsionale dei prezzi di vendita dei prodotti della coltivazione

Tenendo presente l'importanza, in virtù del disposto dell'art. 5, comma 5 del d.lgs n.164/2000, della proposizione dello scenario dei prezzi che si prevede di ottenere dai prodotti di coltivazione sui calcoli di redditività e sull'applicazione dell'eventuale *up-lift* degli investimenti, si raccomanda che lo stesso sia motivato sulla base delle caratteristiche specifiche dei prodotti di coltivazione e delle loro possibili commercializzazioni.

Lo scenario dovrà essere proposto, per tutta la durata del programma di sviluppo, in termini monetari riferiti all'anno di valutazione e sarà oggetto di giudizio di ammissibilità.

Nel caso di produzioni contemporanee di diversi prodotti, sarà necessario proporre uno scenario per ciascun prodotto. Si ricorda che, ai fini della successiva applicazione dell'art.5, comma 5 del d.lgs. n.164/2000, cioè del confronto, per ciascun anno della vita produttiva del giacimento, fra prezzi medi di vendita realizzati e quelli previsti, da effettuare in termini nominali, allo scenario dei prezzi approvato si applicherà il coefficiente inflattivo risultante dalla variazione

annuale dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) calcolato da ISTAT al netto dei consumi di tabacchi¹.

Nel caso di produzioni contemporanee di diversi prodotti, lo scarto del prezzo medio di vendita realizzato rispetto a quello previsto verrà calcolato confrontando produzioni e prezzi realizzati dei diversi prodotti con i prezzi previsti degli stessi².

4. Previsioni di produzione, degli investimenti, dei costi operativi diretti

Le previsioni di produzione, degli investimenti e dei costi operativi diretti dovranno trovare esplicite giustificazioni nelle caratteristiche del giacimento e nel programma di cui all'art. 5, comma 2 del d.lgs n. 164/2000.

Tutti gli elementi economici dovranno essere proposti in termini monetari, riferiti all'anno di valutazione del programma.

5. Ipotesi previsionali per imposte, royalties e ammortamento e loro calcolo

Ai fini del controllo dei calcoli presentati, i costi o gli investimenti sottoposti a trattamenti fiscali diversificati dovranno essere esposti in modo distinto.

Nel calcolo di redditività, sia per le previsioni delle royalties che per quelle delle imposte, si deve fare riferimento alla situazione normativa vigente nell'anno di valutazione.

L'ammortamento degli investimenti, ai fini del calcolo del flusso di cassa, ed indipendentemente dalle modalità con cui sarà effettuato ai fini fiscali, deve essere applicato, a partire dall'anno della prima produzione, in otto anni secondo la seguente legge: 7,5% - 15% - 15% - 15% - 15% - 15% - 15% - 2,5%.

¹ Se, per un certo anno, C è il coefficiente inflattivo rispetto all'anno di valutazione del progetto, Q_r è la produzione realizzata, P_r il prezzo unitario realizzato, P_p è il prezzo unitario previsto, ai fini del calcolo di cui all'art.5, comma 5 del D. lgs. N.164/2000 si utilizzerà la relazione:

$$\frac{(P_r - P_p * C)}{P_p * C}$$

² Per esempio, in caso di produzione contemporanea di olio e gas, se Q_{ro} e Q_{rg} sono le produzioni di olio e gas realizzate in un certo anno e P_{ro} e P_{rg} i relativi prezzi unitari realizzati, mentre P_{po} e P_{pg} sono i relativi prezzi unitari previsti, ai fini del calcolo di cui all'art.5, comma 5 del D. lgs. N.164/2000 si utilizzerà la relazione:

$$\frac{(Q_{ro} * P_{ro} + Q_{rg} * P_{rg}) - (Q_{ro} * P_{po} + Q_{rg} * P_{pg}) * C}{(Q_{ro} * P_{po} + Q_{rg} * P_{pg}) * C}$$

NUMERO DI PUBBLICAZIONE: **158**.

DECRETO MINISTERIALE 29 novembre 2004.

Riconoscimento di idoneità di raccomandazioni tecniche o norme di altri Paesi ai sensi dell'art. 30 del Decreto legislativo 624/1996.

IL DIRETTORE GENERALE DELL'ENERGIA E DELLE RISORSE MINERARIE

Visto il decreto legislativo 25 novembre 1996 n. 624 di attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto;

Visto il D.P.R. 24 maggio 1979 n. 886, recante integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave contenute nel decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959 n° 128 al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale;

Visto l'articolo 83 del D.P.R. n.886 del 1979 con il quale è stata istituita presso il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato una Commissione consultiva incaricata di rendere pareri obbligatori previsti dagli articoli 81 e 82 dello stesso D.P.R. e pareri facoltativi sull'intera materia oggetto delle citate disposizioni;

Visto l'articolo 30, comma 4, del decreto legislativo 624 del 25.11.96 con il quale è previsto che gli impianti di tipo speciale incorporati in macchine operatrici, quali quelli di sollevamento inseriti nell'impianto di perforazione, devono rispondere a requisiti di sicurezza e di sicuro impiego in funzione del loro utilizzo, secondo le norme vigenti o, in assenza, secondo raccomandazioni tecniche italiane o norme o raccomandazioni tecniche di altri Paesi riconosciute idonee sentita la Commissione di cui all'articolo 83 del D.P.R. n. 886 del 1979;

Considerata l'assenza di norme italiane vigenti per gli impianti di perforazione e di tipo speciale incorporati in macchine operatrici;

Acquisito il parere positivo della citata Commissione Consultiva nella riunione del 2 giugno 1999, espresso in base alle conclusioni dell'esame effettuato da un gruppo di lavoro istituito allo scopo in seno alla citata Commissione consultiva, sulla scorta delle istanze presentate da varie Società di titolari di permessi di ricerca e concessioni di coltivazione di idrocarburi e fluidi geotermici, nonché da Società fornitrici di servizi a detti titolari.

D E C R E T A

Art. 1: - Sono riconosciute idonee ai sensi dell'articolo 30, comma 4, del Decreto Legislativo 25 novembre 1996 n. 624:

a) le norme straniere emanate dell'American Petroleum Institute-API di cui all'elenco riportato nell'allegato I al presente decreto;

b) le specifiche del costruttore relative ad impianti di tipo speciale purchè accompagnate da criteri di costruzione, uso, manutenzione ed esercizio ed emanate da Ditta costruttrice della quale sia accertata la capacità tecnica, in quanto specializzata a produrre attrezzature correntemente impiegate nell'ambito della ricerca e coltivazione di idrocarburi e fluidi geotermici e soggette a certificazione da parte di enti riconosciuti.

Art 2: E' fatto salvo l'istituto della deroga prevista dall'articolo 81 del D.P.R. 24 maggio 1979 n. 886 per gli impianti non riconosciuti di tipo speciale.

Il presente decreto sarà pubblicato nel Bollettino Ufficiale degli idrocarburi e della geotermia.

Roma, 29 novembre 2004.

Il Direttore generale: GARRIBBA

ALLEGATO I

Tipo di impianto	Norma di riferimento	Note
torre di perforazione e sue sottostrutture	API serie 4F e 4G	
organo principale di perforazione (drawwork) e suoi ausiliari (sistemi frenanti, circuiti di raffreddamento, cambio, fine corsa)	API serie RP 7L (1)	(1) definiscono i criteri di ispezione e di esercizio
componenti del sistema di sollevamento della batteria di perforazione (ancora di capo morto, taglia fissa, taglia mobile, gancio)	API serie 8	
cavi speciali del sistema di perforazione	API serie 9	
sistemi motrici della batteria di perforazione (tavola rotante e top drive)	API serie RP 7L (1)	(1) definiscono i criteri di ispezione e di esercizio
sistemi di controllo delle eruzioni del pozzo (BOP) e loro unità di controllo	API serie 6A, 16 A e 16D	

INDIRIZZI

- **MINISTERO ATTIVITA' PRODUTTIVE – 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 novembre 2004

ISTANZE DI PERMESSO DI RICERCA IN TERRA

N.	Pubblic. BUIG	Arrivo	Denominazione istanza	Società titolari	Zona	Province	Area Kmq
1	XXXIX-9	08/95	MONTORSO	ENI	MARCHE	MC-AN	79,32
2	XL-4	03/96	PLATACI	ENI	CALABRIA	CZ	181,86
3	XL-8	07/96	MONTE CARBONE	ENI	BASILICATA (357,84) PUGLIA (98,64)	MT BA-TA	456,48
4	XL-8	07/96	MANDURIA	ENI	PUGLIA	TA-LE	959,40
5	XL-8	07/96	MASSAFRA	ENI	PUGLIA (997,04) BASILICATA (2,60)	TA-BA MT	999,64
6	XL-12	11/96	MURO LUCANO	ITALMIN PETROLI	BASILICATA (117,03) CAMPANIA (0,20)	PZ SA	117,23
7	XLI-8	07/97	FRUSCI	ENI	BASILICATA	PZ	237,13
8	XLI-9	08/97	SORGENTE NUOVA (1)	FINA, MOBIL, ENTERPRISE O., ENI	BASILICATA	PZ	13,06
9	XLII-1	12/97	MASSERIA LA ROCCA (1)	BRITISH GAS RIMI, ENI	BASILICATA	PZ	13,06
10	XLII-3	02/98	SPEZZANO ALBANESE	ENI	CALABRIA	CS	743,00
11	XLII-11	10/98	OLIVETO LUCANO	TOTAL ITALIANA, B.G.INT ESSO	BASILICATA	MT-PZ	188,23
12	XLIII-1	12/98	MILLESIMO	TOTAL ITALIANA, BRITISH GAS RIMI	LIGURIA (496,19) PIEMONTE (251,45)	SV CN-AL	747,64
13	XLIII-10	09/99	S. GIOVANNI TEATINO	ENI	ABRUZZO	PE-CH	199,10
14	XLIII-10	09/99	FIUME BRADANO	ENI	BASILICATA (198,80) PUGLIA (121)	MT TA	319,80
15	XLIV-3	02/00	GROTTE DEL SALICE	SHELL ITALIA E&P	BASILICATA	PZ-MT	118,14
16	XLIV-8	07/00	BARDONE	STARGAS ITALIA, PETROREP IT.	EMILIA ROMAGNA	PR	51,46
17	XLIV-8	07/00	CORANA	ITALMIN EXPLORATION	PIEMONTE (412,58) LOMBARDIA (63,65)	AL PV	476,23
18	XLIV-8	07/00	POSTA NUOVA	RIGO OIL COMPANY	PUGLIA	FG	154,55
19	XLV-2	02/01	CIVI TAQUANA	RIGO OIL COMPANY	ABRUZZO	PE-CH-TE	615,37
20	XLV-8	07/01	MONTEMARCIANO	S.A.R.P.	MARCHE	AN	49,40
21	XLV11	10/01	MONTALBANO	RIGO OIL COMPANY	BASILICATA	MT	165,04
22	XLV-12	11/01	TORRENTE LA VELLA	EDISON SpA, ENERGIA CONC.	BASILICATA	MT	9,65
23	XLVI-4	03/02	CAROVILLI	WPN Resources Ltd	MOLISE (599,8) ABRUZZO (73,4)	IS-CB AQ	673,20
24	XLVI-5	04/02	NIBBIA	NORTHERN PETROLEUM LIMITED	PIEMONTE	NO	253,40
25	XLVI-8	07/02	NUSCO	ITALMIN	CAMPANIA	AV-BN	698,50
26	XLVI-11	10/02	TERRA DEL SOLE	NORTHSUN ITALIA	EMILIA ROMAGNA	FO-RA	214,85
27	XLVI-12	11/02	LONGASTRINO	NORTHERN PETROLEUM LIMITED	EMILIA ROMAGNA	FE-RA	139,72
28	XLVII-4	03/03	MONTELURO	PETREN	MARCHE (287,01) EMILIA R. (77,85)	PS - RN	364,86
29	XLVII-4	03/03	GUARDIA VOMANO	GAS DELLA CONCORDIA	ABRUZZO	TE	91,09
30	XLVII-5	04/03	MASSERIA GAUDELLA	GAS DELLA CONCORDIA	BASILICATA	MT	154,21
31	XLVII-10	09/03	RECANATI (11)	COSTRUZIONE CONDOTTE S.r.l.	MARCHE	MC-AN	72,54
32	XLVII-11	10/03	IOLANDA DI SAVOIA	GEOGAS	EMILIA ROMAGNA	FE	119,50
33	XLVII-11	10/03	SULMONA	GAS DELLA CONCORDIA	ABRUZZO	AQ	212,03
34	XLVII-12	11/03	COLFELICE	VITTORITO PETROLEUM S.r.l.	LAZIO	FR	623,33
35	XLVII-12	11/03	NIBBIANO	EDISON SpA	EMILIA ROM. (402,91) LOMBARDIA (344,37)	PC-PV	747,28

36	XLVIII-2	01/04	CASTELNUOVO (11)	GEOGAS	MARCHE	MC-AN	72,54
37	XLVIII-3	02/04	CARISIO	BRITISH GAS INTERNATIONAL BV	PIEMONTE	BI-VC-NO	729,33
38	XLVIII-4	03/04	CASE SPARSE	BRITISH GAS INTERNATIONAL BV	LOMBARDIA (12,60) PIEMONTE (11,60)	PV-NO	24,20
39	XLVIII-5	04/04	BELFORTE	HERITAGE PETROLEUM PLC	TOSCANA	PI-SI	510,85
40	XLVIII-5	04/04	CINIGIANO	HERITAGE PETROLEUM PLC	TOSCANA	GR-SI	303,30
41	XLVIII-5	04/04	RIBOLLA (12)	HERITAGE PETROLEUM PLC	TOSCANA	GR	246,87
42	XLVIII-5	04/04	SIENA	HERITAGE PETROLEUM PLC	TOSCANA	SI-FI	477,96
43	XLVIII-7	06/04	MORGETTA	COSTRUZIONE CONDOTTE S.r.l.	MOLISE	CB	6,10
44	XLVIII-7	06/04	BAGNACAVALLO (13)	ENI S.p.A. DIV. EXPLORATION & PRODUCTION	EMILIA ROMAGNA	RA	2,45
45	XLVIII-8	07/04	GATTINARA	NORTHERN PETROLEUM LIMITED	PIEMONTE (462,14) LOMBARDIA (7,65)	NO-VC-BI-VA	462,14
46	XLVIII-9	08/04	FIUME BRUNA (12)	GA.I.A. - Independent Energy Solutions	TOSCANA	GR	246,87
47	XLVIII-10	09/04	BOSCO	Consorzio Intercomunale Metanodotto Panaro	EMILIA ROMAGNA	MO-BO	9,85
48	XLVIII-10	09/04	DARDAGNOLA	Consorzio Intercomunale Metanodotto Panaro	EMILIA ROMAGNA	MO-BO	24,65
49	XLVIII-10	09/04	CASALE COCCHI (13)	GROVE ENERGY Ltd	EMILIA ROMAGNA	RA	2,45
50	XLVIII-11	10/04	SAMBUCETO	PETREN s.r.l.	MARCHE	MC-AN	147,59
51	XLVIII-11	10/04	TORRENTE PARMA	EDISON	EMILIA ROMAGNA	PR-RE	666,22
52	XLVIII-11	10/04	LA SACCA	NORTHERN PETROLEUM (UK) LIMITED	EMILIA ROMAGNA	RA	52,35
53	XLVIII-11	10/04	CORROPOLI	JKX Italia limited	MARCHE	AP	168,00

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

ISTANZE DI PERMESSO DI RICERCA IN MARE

N.	Pubblic. 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-5	04/98	d 89 E.R.-EA	ENI	E - Mare Tirreno	664,65
4	XLII-12	11/98	d 341 C.R.-PU	PUMA PETROLEUM	C - Mare Mediterraneo	658,75
5	XLIII-2	01/99	d 90 E.R.-PU	PUMA PETROLEUM	E - Mare Tirreno	683,13
6	XLIII-5	04/99	d 91 E.R.-PU	PUMA PETROLEUM	E - Mare Tirreno	643,12
7	XLIV-7	06/00	d 166 A.R.-FO	FOREST OIL ITALIA	A - Mare Adriatico	375,93
8	XLIV-11	10/00	d 490 B.R.-RG	RIGO OIL COMPANY	B - Mare Adriatico	126,68
9	XLV-8	07/01	d 342 C.R.-PU	PUMA PETROLEUM	C - Mare Mediterraneo	716,70
10	XLVI-9	08/02	d 491 B.R.-GC	GAS DELLA CONCORDIA	B - Mare Adriatico	271,25
11	XLVII-5	04/03	d 345 C.R.-MF (1)	MAYFAIR PETROLEUM LIMITED	C - Canale di Sicilia	267,81
12	XLVII-8	07/03	d 346 C.R.-EA (1)	ENI - EDISON	C - Canale di Sicilia	267,81
13	XLVII-8	07/03	d 18 G.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	G - Canale di Sicilia	708,62
14	XLVII-8	07/03	d 19 G.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	G - Canale di Sicilia	736,88
15	XLVII-8	07/03	d 20 G.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	G - Canale di Sicilia	709,61
16	XLVII-12	11/03	d 347 C.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	C - Canale di Sicilia	391,49
17	XLVIII-3	02/04	d 21 G.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	G - Canale di Sicilia	712,50
18	XLVIII-5	04/04	d 57 F.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	F e D Mare Adriatico	734,50
19	XLVIII-6	05/04	d 58 F.R.-NP	NORTHERN PETROLEUM	F e D Mare Adriatico	734,64
20	XLVIII-9	08/04	d 348 C.R.-NP	VEGA OIL	C - Canale di Sicilia	336,98

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	EMILIA ROMAGNA	FE	26,93
2	XLVIII-8	07/04	VAL D'AGRI *	ENI, SHELL E&P	BASILICATA	PZ	660,17

(* Istanza di unificazione delle concessioni di coltivazione GRUMENTO NOVA e VOLTURINO)

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
5	XLV-1	12/00	d 36 A.C.-AG	ENI	A - Mare Adriatico	147,30
6	XLV-3	02/01	d 37 A.C.-AG	ENI	A - Mare Adriatico	73,56

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 Scrl	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 Scrl	EMILIA ROMAGNA	RA	22,14
8	XLVI-9	08/02	COTIGNOLA (2)	CPL CONCORDIA Scrl 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 Scrl	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 Scrl 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.