



*Ministero delle Attività Produttive*  
*Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie*  
*Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia*

**Applicazione dell'articolo 5 del d. lgs. n.164/2000. Criteri di valutazione per il riconoscimento della marginalità economica di un giacimento di idrocarburi.**

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**

**PREMESSA**

Con il decreto legislativo n. 164 del 23 maggio 2000 (articolo 5) è stata introdotta una forma di agevolazione fiscale, finalizzata alla 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 progetto 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 decreto legislativo n. 625/1996; contestualmente, e sulla base del progetto di sviluppo che accompagna la domanda, è approvata l'ulteriore quota percentuale degli investimenti deducibili ai fini fiscali.

Con il presente documento per la consultazione, la Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie, del Ministero delle Attività Produttive, illustra i criteri di valutazione che intende seguire per giungere al riconoscimento di marginalità economica richiamata dalla norma, ed all'approvazione della quota percentuale aggiuntiva (*up-lift*) degli investimenti fiscalmente deducibili.

Il documento viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di formulare eventuali proposte ed osservazioni sulla metodologia di valutazione ivi descritta, anche al fine di fissare criteri di valutazione che risultino:

- predefiniti, omogenei, trasparenti e non discriminatori;
- efficaci per l'obiettivo che la norma agevolativa vuole raggiungere;
- condivisi, per quanto possibile, fra i soggetti chiamati a dare corpo all'obiettivo della norma.

Le osservazioni dovranno pervenire, al Ministero delle Attività Produttive – Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie - UNMIG – , non oltre il 31 dicembre 2003.

A conclusione del processo di consultazione, l'Amministrazione renderà pubblici, nella loro qualificazione e quantificazione, i parametri che saranno applicati alla metodologia di valutazione descritta nel presente documento.

## **1. MARGINALITA' ECONOMICA**

La definizione di marginalità economica di un giacimento di idrocarburi, ai fini dell'applicazione del d.lgs. n.164/2000, è data al comma 1 dell'articolo 5 dello stesso decreto: *“Ai fini del presente decreto sono definiti a marginalità economica i giacimenti per i quali, sulla base delle tecnologie disponibili e con riferimento al contesto economico, lo sviluppo per la messa in produzione, ovvero la coltivazione delle code di produzione risultino di economicità critica e fortemente dipendente dalle variabili tecnico-economiche e dal rischio minerario”, art. 5, comma 1”*.

Al comma 2 dello stesso articolo 5, viene specificato che si tratta di giacimenti in concessione di coltivazione di idrocarburi *“per i quali lo sviluppo, come previsto dall'atto del conferimento della concessione, non risulta possibile per la loro intervenuta marginalità economica, o per i quali è possibile, con l'effettuazione di investimenti addizionali, ottenere un aumento delle riserve producibili “*.

La traduzione in termini quantitativi, della definizione qualitativa data al comma 1 dell'articolo 5, porta necessariamente a dovere individuare un limite al di sotto del quale l'economicità di un progetto di sviluppo per la messa in produzione di un giacimento, o per la coltivazione di una coda di produzione, può essere ritenuta “critica”.

Un approccio pragmatico che, per il caso che qui interessa, permette di stimare nel loro insieme le variabili tecnico-economiche ed il rischio minerario che possono incidere sulla valutazione economica del giacimento - fino a determinarne la marginalità economica - è quello di identificare il limite di “economicità critica”, nella “redditività minima” che una Società che opera nel settore, si attende dal capitale investito nel progetto di sviluppo del giacimento o nel progetto di coltivazione delle code di produzione di un giacimento già sviluppato.

Si ritiene che il riferimento a parametri storici e rappresentativi del settore, nella valutazione del limite di “economicità critica”, possa consentire di individuare una “redditività minima attesa” che, almeno in fase di prima applicazione della norma, sarà valida per tutti i progetti. Il limite di “redditività minima” individuato attraverso i criteri che seguono, sarà pertanto utilizzato dal Ministero delle attività produttive, come valore percentuale della redditività da raggiungere con l'applicazione dell'*up-lift* degli investimenti, per tutti i progetti che accompagneranno le domande di riconoscimento di “marginalità economica”.

Detto valore limite di redditività sarà tenuto costante, fin tanto che non intervengono significative variazioni negli elementi utilizzati per la sua determinazione; una verifica della sua attualità sarà comunque effettuata a cadenza almeno biennale, ed una eventuale variazione del valore verrà resa pubblica nelle forme idonee perché tutti gli interessati possano averne conoscenza.

Si osserva che l'esigenza di differenziare un progetto di sviluppo ad "economicità marginale" da un progetto di sviluppo antieconomico, porta a dovere anche individuare una misura massima dell'*up-lift* applicabile al progetto stesso.

## 2. REDDITIVITA' ATTESA

La redditività attesa per un investimento può essere calcolata con metodologie comunemente adottate nel settore economico-finanziario; queste rapportano la remunerazione attesa di un investimento, al costo medio del capitale investito, vale a dire, al costo del capitale di debito ed al costo del capitale di rischio (capitale proprio o *equity*).

Il costo dell'indebitamento è rappresentato dagli oneri finanziari del debito.

Il costo del capitale di rischio (costo dell'*equity*) è rappresentato dalla redditività attesa dal portatore di tale capitale; esso è dipendente dal settore di impresa e dall'andamento del mercato dei capitali di rischio (mercato azionario), e può essere stimato con il metodo *Capital Asset Pricing Model – CAPM*.

Il costo medio del capitale investito è infine calcolato come media ponderata fra costo del debito e costo dell'*equity* (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*).

Si osserva che il metodo *CAPM* per la valutazione del costo del capitale di rischio, utilizza riferimenti che sono propri del mercato azionario; pertanto, il metodo è idoneo per la stima della redditività attesa del capitale di rischio investito in un progetto che - pur nella sua singolarità - è rappresentativo dell'attività caratteristica e complessiva della società quotata che sostiene l'investimento.

Nel mercato azionario, il settore petrolifero è rappresentato da compagnie presenti contemporaneamente nell' *up-stream* e nel *down-stream* (compagnie integrate), da compagnie presenti solo nell' *up-stream* (esplorazione e produzione) e da compagnie di servizio (*oil services*); queste ultime, sono spesso partecipate di compagnie integrate.

Le compagnie che operano solo nell' *up-stream* sono assenti dal mercato azionario italiano e scarsamente presenti in quello internazionale.

Ne risulta che il mercato del settore petrolifero è in massima parte rappresentato da compagnie integrate.

Di questo aspetto, necessariamente, bisognerà tenere conto nella stima della redditività attesa, dal momento che l'attività di sviluppo e coltivazione presa in esame per l'analisi che qui interessa, rappresenta solo una particolare fase dell'attività complessiva di una società petrolifera integrata, ed ancora, solo una parte dell'attività di *up-stream*.

### 2.1 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).

Esso risulta pertanto uguale a

$$K_d = R_d * (1 - R_t)$$

dove :

- $R_d$  è il tasso di interesse sui prestiti;
- $R_t$  è l'aliquota di tassazione dell'imponibile (aliquota fiscale).

L'aliquota fiscale è quella in vigore nell'anno di valutazione; in prima applicazione, per la stima della "redditività minima attesa", l'aliquota sarà quella prevista per il 2004.

Il tasso di interesse sui prestiti viene determinato sulla base delle condizioni esistenti sul mercato finanziario.

----- *Punto specifico di discussione*

La molteplicità delle fonti di finanziamento a debito per le imprese, porterebbe a gravose elaborazioni per la valutazione delle condizioni medie di costo dell'indebitamento.

Il ricorso a "condizioni prevalenti" nel mercato finanziario, dovrebbe assicurare una congrua copertura del costo del debito.

Tali "condizioni prevalenti", considerato il *target* dei soggetti interessati, possono riconoscersi, ad esempio, in quelle relative a:

1) *prime rate* rilevato da ABI e Banca d'Italia.

2) *benchmark* di titoli obbligazionari, rappresentato dal tasso di rendimento dei titoli di stato a medio-lungo termine, aumentato di uno *spread* proporzionale al rischio di insolvenza; la misura dello *spread* deve tenere conto dell'elevato *rating* di solvibilità di cui gode la gran parte delle compagnie petrolifere (ad esempio, *spread* delle emissioni obbligazionarie di aziende petrolifere rispetto al rendimento dei titoli di stato).

Per entrambi i tassi di interesse, il valore da applicare al calcolo del costo del debito deve essere il valore medio registratosi nei cinque anni precedenti alla valutazione. Un periodo più lungo, farebbe ricadere l'osservazione – per i primi anni di applicazione della agevolazione - in un periodo non confrontabile con il nuovo quadro economico.

Evidenziato il fatto che le due suddette valutazioni si attagliano, l'una a tassi di interesse a breve, l'altra a tassi di interesse a medio-lungo termine, si discute su quale delle due può essere considerata, per le società petrolifere, la condizione prevalente di mercato finanziario.

Si attendono osservazioni anche in merito ad eventuali criteri alternativi che dovessero risultare più rappresentativi del mercato finanziario.

## 2.2 Costo del capitale di rischio ( $K_e$ )

Il costo del capitale di rischio rappresenta la remunerazione attesa dal portatore di capitale proprio nell'impresa; può essere valutato con il metodo *CAPM* (*Capital Asset Pricing Model*): al rendimento che è proprio di un investimento privo di rischio, è sommato un premio per l'esposizione al così detto "rischio sistematico" (*equity risk premium*) legato all'andamento del mercato finanziario azionario.

Il *CAPM* stima il costo del capitale di rischio ( $K_e$ ) con la seguente formula

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

dove :

- $R_f$  è il tasso di riferimento privo di rischio;
- $R_m$  è il rendimento medio del mercato azionario;
- $(R_m - R_f)$  è il premio mediamente richiesto dai portatori di capitale di rischio (*equity risk premium*);
- $\beta$  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.

### 2.2.1 tasso di riferimento privo di rischio ( $R_f$ )

Il tasso di riferimento privo di rischio è stimato pari al tasso di rendimento lordo dei titoli di stato a medio-lungo termine. Per la valutazione che qui interessa, esso sarà definito attraverso l'osservazione dei tassi dei BPT decennali emessi nei cinque anni precedenti all'anno di valutazione. Il periodo di osservazione della serie storica è limitato a cinque anni, per evitare di ricadere in un periodo non confrontabile con l'attuale quadro economico.

### 2.2.2 Premio per il rischio di mercato ( $R_m - R_f$ ) e coefficiente $\beta$

Il differenziale ( $R_m - R_f$ ) fra rendimento medio del mercato azionario e rendimento delle attività prive di rischio, individua il maggior rendimento richiesto dagli investitori per un investimento in un'attività rischiosa, alternativo ad un investimento privo di rischio.

Il premio atteso per l'investimento in un titolo azionario è funzione del comportamento di quel titolo rispetto all'andamento della totalità del mercato azionario; la correlazione è realizzata mediante il coefficiente  $\beta$  che rappresenta la volatilità del titolo azionario e quindi la sua rischiosità. Nel *Capital Asset Pricing Model*, il premio atteso aumenta in modo proporzionale al variare del coefficiente  $\beta$ .

Per la stima del rendimento medio del mercato azionario ( $R_m$ ), o, più direttamente e semplicemente, per la stima del "premio di rischio" ( $R_m - R_f$ ), si attingerà a studi statistici residenti in banche dati di agenzie specializzate. I dati statistici sul "premio di rischio" sono riferiti a periodi di osservazione molto lunghi, pertanto sono tali da neutralizzare le fluttuazioni dei rendimenti nei cicli di borsa.

Anche per la stima del coefficiente  $\beta$  ci si avvarrà delle stesse banche dati; qui i valori del coefficiente sono monitorati, per ogni singolo titolo azionario, su un lasso di tempo di 5 anni (*5Y beta*), e sono calcolati in raffronto all'indice più rappresentativo del mercato azionario di appartenenza del titolo (MIB 30 per le imprese italiane, S&P 500 per le imprese statunitensi, ecc).

Per la stima del costo del capitale di rischio, sarà utilizzato un coefficiente  $\beta$  di settore, calcolato su un ampio campione di società petrolifere integrate.

Il coefficiente  $\beta$  di settore così individuato è un  $\beta$  *levered*; il ricorso ad un campione ampio di società per la stima del  $\beta$  di settore, permette di mediare le specificità delle singole società in rapporto all'effetto "leva finanziaria" determinata dal regime fiscale cui è sottoposta la società e dalla struttura finanziaria della stessa società.

### 2.3 Costo medio ponderato del capitale ( WACC )

Per la ponderazione del costo medio del capitale, fra costo del capitale proprio ( $K_e$ ) e costo del debito ( $K_d$ ), occorre conoscere la struttura finanziaria dell'impresa, e cioè il rapporto fra il capitale proprio o di rischio ( $E$ ) e l'indebitamento ( $D$ ).

Nell'esame che qui interessa si assume come struttura finanziaria, quella media del campione di società petrolifere già utilizzato per il calcolo del coefficiente  $\beta$  di settore.

Il costo medio ponderato del capitale è dato da:

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

### 2.4 Rischio minerario

Il costo del capitale di rischio rappresenta la redditività attesa dal portatore di tale capitale, e quanto maggiore è il rischio, tanto maggiore è la redditività attesa.

La rappresentazione economica che scaturisce dalla stima del costo del capitale di rischio con il *Capital Asset Pricing Model* è quella che attiene all'insieme dell'attività di una società quotata; pertanto, per le società petrolifere integrate - alle quali si è fatto riferimento per la stima del coefficiente  $\beta$  di settore - la rappresentazione economica è quella dell'insieme delle attività di *up-stream* e di *down-stream*, che, notoriamente, sono a differente grado di rischio.

Anche il WACC calcolato è, pertanto, relativo alla remunerazione attesa per l'investimento in un'attività rappresentativa di una società petrolifera integrata. Nel momento in cui si deve valutare non l'insieme di attività, bensì solo una parte di essa, ed ancora, una parte gravata da un rischio specifico - quale è il "rischio minerario" insito nell'attività di *up-stream* - risulta necessario aumentare il livello del costo medio ponderato del capitale, per assicurare la copertura anche del rischio specifico.

In un progetto di sviluppo per la coltivazione, il rischio specifico che può gravare sulla previsione analitica dell'economicità, può essere rappresentato da situazioni ed imprevisti che si possono verificare sia in fase di realizzazione degli investimenti (lievitazione di tempi o di costi a seguito di incidenti di varia natura nel corso della perforazione dei pozzi di sviluppo, necessità di realizzazione di un numero di pozzi maggiore di quello previsto in sede di progetto di sviluppo), sia in fase di coltivazione. Il rischio, in questa seconda fase, è in gran parte rappresentato dalla possibilità che il profilo di produzione previsto nella fase di studio del giacimento si dimostri non rispondente, in senso negativo, all'effettivo profilo produttivo del giacimento sviluppato. Tale eventualità è legata alle condizioni geo-minerarie del serbatoio, le cui conoscenze - in rapporto alle caratteristiche strutturali (dimensioni geometriche), petrofisiche (volume utile del serbatoio) e fluidodinamiche (capacità produttiva) - saranno meglio note quando il progetto è stato già sviluppato.

Quanto sopra, vale in misura molto limitata per investimenti finalizzati all'incremento del recupero delle riserve (code di produzione), trattandosi di investimenti su giacimenti già sviluppati, dei quali si conoscono le caratteristiche geo-minerarie e produttive; per questo

tipo di investimenti, pertanto, non si prevede alcun aumento del costo medio ponderato del capitale calcolato con il *WACC*.

Nella stima del suddetto rischio specifico, si possono tentare due diversi tipi di approccio, il primo di tipo tecnico-minerario, il secondo di tipo squisitamente finanziario.

#### **2.4.1 valutazione tecnico-mineraria**

L'approccio di tipo tecnico-minerario rimane nell'ambito dell'argomentazione prima fatta per la descrizione del rischio specifico.

Limitandosi a considerare solo il rischio legato all'ipotesi che la produzione effettiva del giacimento sviluppato possa risultare inferiore alla produzione prevista in sede di progetto, si stima che la circostanza negativa di trovarsi, a coltivazione avviata, con livelli di produzione inferiori del 5-10% rispetto a quelli previsti nelle fasi di studio del giacimento e di progettazione dello sviluppo, sia circostanza reale in rapporto al grado di conoscenza che ancora si ha, in quelle fasi, delle caratteristiche del giacimento.

La scelta di una percentuale non elevata (5-10%), per l'abbattimento dei livelli di produzione, è determinata dalla considerazione secondo la quale un certo grado di prudenza è certamente già presente nel profilo di produzione previsto dal programma di sviluppo.

Saranno effettuate analisi di sensitività su *cash flow* di diversi progetti di sviluppo per la coltivazione di idrocarburi già disponibili presso il Ministero, e verrà valutato il differenziale che si risconterà fra il tasso di rendimento originario e quello risultante dal *cash flow* con abbattimento del 5 -10% nella produzione annua.

I progetti di sviluppo che saranno utilizzati per l'analisi di sensitività, saranno progetti che presentano già in origine una redditività non elevata.

A copertura del rischio minerario, il costo medio ponderato del capitale (*WACC*), verrà aumentato del differenziale che mediamente sarà riscontrato nell'analisi suddetta.

#### **2.4.2 valutazione finanziaria**

Il tipo di approccio squisitamente finanziario per la valutazione del rischio minerario, parte dalla considerazione che gli investimenti per progetti nell'*up-stream* - in particolare per i progetti in cui il rischio è elevato (esplorazione) o dove la produzione può risultare tale da non consentire margini elevati - sono normalmente finanziati esclusivamente da capitale proprio dell'azienda.

Nella condizione di autofinanziamento dell'investimento, il costo del capitale è quindi interamente rappresentato dal costo del capitale di rischio; esso è stimato sempre con il *Capital Asset Pricing Model*,  $Ke = Rf + \beta * (Rm - Rf)$ , dove però il coefficiente  $\beta$  di settore - calcolato, come si è visto, per un campione di compagnie petrolifere - va "ribasato" per condizioni di struttura finanziaria con capitale di debito uguale a zero ( $\beta$  *unlevered*).

Il  $\beta$  *unlevered* di settore è determinato previo calcolo del  $\beta$  *unlevered* di ogni singola società del campione, della quale occorrerà conoscere la struttura finanziaria.

Il costo del capitale di rischio così calcolato rappresenta il costo del capitale investito, e quindi, la redditività attesa comprensiva del rischio minerario. Esso risulta maggiore del WACC calcolato in presenza di capitale di debito e con  $\beta$  *levered*; il differenziale – determinato dalla depurazione, in WACC, dell'effetto leva finanziaria – rappresenta la maggiore redditività attesa, a copertura del rischio specifico nell'attività di *up-stream*.

----- Punto specifico di discussione

Si attendono contributi alla discussione sul rischio minerario, al fine di individuare il criterio più idoneo per una sua valutazione economica.

### **3. REDDITIVITÀ MINIMA ATTESA e UP-LIFT**

La “redditività minima attesa”, per l'investimento relativo ad un progetto di sviluppo per la messa in produzione di un giacimento, o relativo ad un progetto per l'incremento del recupero delle riserve (code di produzione), è data dal costo medio ponderato del capitale investito, aumentato – ove previsto - della quota di costo individuata per la copertura del “rischio minerario”.

La caratterizzazione di “economicità critica” del progetto sarà determinata da un livello del tasso di redditività interno - calcolato sul flusso di cassa generato dall'investimento – inferiore alla “redditività minima attesa”.

Nel caso di riconosciuta “economicità critica”, il differenziale fra “redditività minima attesa” ed il suddetto tasso di redditività interno, determinerà la “ulteriore quota percentuale degli investimenti deducibile ai fini fiscali”, indicata al comma 2, lettera c) dell'articolo 5 del decreto legislativo n. 164/2000 (*up-lift* degli investimenti).

L'esigenza di differenziare un progetto di sviluppo ad “economicità marginale” da un progetto di sviluppo antieconomico, porta a dovere individuare dei limiti massimi per la quota percentuale dell'*up-lift* applicabile agli investimenti del progetto stesso.

Il limite massimo della quota percentuale dell'*up-lift* si ritiene possa essere definito dalle seguenti condizioni:

- a) *up-lift* < 100%;
- b) il totale del prelievo fiscale (IRPEG ed IRAP) risultante dai flussi di cassa calcolati con l'*up-lift*, deve essere maggiore o uguale a zero.

### **4. VALUTAZIONE ECONOMICA DEGLI INVESTIMENTI**

La valutazione economica degli investimenti si baserà sul metodo dei flussi di cassa (*cash flow*); quale indicatore per la valutazione sarà adottato il “tasso di redditività interno” – TIR.

La valutazione degli investimenti, trattandosi di analisi effettuata nell'ambito della caratterizzazione di una specifica realtà produttiva, sarà del tipo “*stand alone*”.

I flussi di cassa per l'analisi della redditività saranno pertanto quelli direttamente inerenti all'investimento e riguarderanno un periodo esplicito e completo, per profili di produzione "a vita intera"; essi saranno inoltre:

- costanti, con riferimento all'anno di valutazione del progetto;
- operativi: non si tiene conto, cioè, di eventuali forme di finanziamento dedicato o agevolato;
- after tax: al netto dei tributi dovuti sotto forma di royalties e di imposte sul reddito, nella misura prevista dalla normativa vigente per l'anno di valutazione.

Nella costruzione di un flusso di cassa generato da investimenti per la coltivazione di idrocarburi, il "prezzo di vendita" è uno dei principali elementi di incertezza rispetto al quale vengono condotte quelle analisi di sensitività che sovrintendono la decisione dell'investimento. La difficoltà di disegnare uno scenario di dinamica dei prezzi, per il periodo completo di durata dell'investimento, è determinata dal fatto che il prezzo di vendita è qui legato all'andamento di un mercato – quello internazionale dei greggi - caratterizzato da frequenti e significative variazioni, talora causate da eventi e decisioni difficilmente prevedibili e valutabili.

Fermo restando che la stima del prezzo di vendita degli idrocarburi prodotti rimane in capo al concessionario – anche in rapporto alle proprie valutazioni sulla possibile collocazione del proprio prodotto - si ritiene tuttavia che la stima di ricavi prospettici effettuata ricorrendo ad una media dei prezzi di mercato riscontrati in un periodo precedente e significativo a quello di valutazione, possa risultare utile al superamento delle suddette difficoltà di previsione.

Il legame fra prezzi di vendita e quotazioni dei greggi nel mercato internazionale, è molto diretto per gli idrocarburi liquidi; per gli idrocarburi gassosi tale legame è meno immediato, da un lato, perché i livelli dei prezzi del gas naturale sono più frequentemente agganciati alle quotazioni dei prodotti petroliferi sostitutivi del gas, e, dall'altro lato, perché i prezzi risentono delle specificità del mercato interno dei paesi consumatori.

Per gli idrocarburi liquidi, la stima del prezzo medio di vendita – direttamente legato al mercato internazionale dei greggi – potrà, quindi, essere effettuata sulla base delle quotazioni medie di un greggio di riferimento quotato sul mercato internazionale. Il periodo di osservazione della serie storica delle quotazioni del greggio di riferimento, dovrà essere sufficientemente lungo, in modo da mediare le fluttuazioni che caratterizzano il mercato.

Nel calcolo dei flussi di cassa, il prezzo medio sarà espresso nelle unità di conto proprie della quotazione internazionale (\$/bbl) e quindi tradotto in euro/tonnellata, utilizzando il cambio dollaro/euro che risulta dalla media dei cambi riscontrati negli ultimi 60 mesi precedenti a quello in cui avviene il calcolo di valutazione.

Le eventuali differenze di qualità, fra greggio di riferimento ed idrocarburi liquidi di giacimento, sono tradotte in valore attraverso un "differenziale", espresso in \$/bbl, calcolato sul greggio di riferimento del mercato internazionale. Il calcolo dell'eventuale "differenziale", va opportunamente documentato.

Per gli idrocarburi gassosi, in assenza di un consolidato mercato internazionale al quale fare riferimento per le quotazioni, i prezzi di vendita possono essere stimati sulla base del mercato nazionale.

Sull'elemento "prezzo di vendita" si osserva che esso, nell'analisi che qui interessa, assume una rilevanza che va oltre a quella che riveste nella costruzione di un generico flusso di cassa.

Infatti, il 5° comma dell'articolo 5 del d. lgs. n.164/2000, nel prevedere che i concessionari applichino direttamente l'agevolazione ai propri bilanci, secondo il piano approvato, dispone che l'agevolazione non si applica negli anni nei quali il prezzo medio di vendita realizzato risulti superiore del 20% a quello posto a base del calcolo approvato.

Il prezzo di vendita posto a base del calcolo del flusso di cassa di un dato anno, diviene così, per quell'anno, anche elemento di discriminazione per l'applicazione o non applicazione dell'agevolazione, particolarità, questa, che non può essere ignorata, da questa Amministrazione, in sede di valutazione complessiva del piano degli investimenti da approvare.

----- *Punti specifici di discussione*

Si attendono contributi alla discussione

- sulla idoneità del criterio che prevede una stima del prezzo medio di vendita degli idrocarburi liquidi, sulla base di una serie storica delle quotazioni internazionali di un greggio di riferimento;
- sulla opportunità che tale criterio venga seguito da tutti gli operatori;
- sulla opportunità di definire a priori il greggio da prendere, eventualmente, a riferimento sul mercato internazionale - ad esempio il Brent - o lasciare al concessionario la possibilità di scelta di un greggio, sempre quotato sul mercato internazionale, che sia di qualità più prossima al greggio di giacimento;
- sulla ampiezza della serie storica delle quotazioni da osservare per la stima del prezzo medio di vendita.

Altri contributi si attendono sulla modalità di stima del prezzo medio di vendita degli idrocarburi gassosi, da porre a base del calcolo della redditività.

Roma 10 novembre 2003