Alla Corte di giustizia UE le norme interne che ancorano il calcolo delle *royalties* dovute dai concessionari di coltivazioni di gas naturale al parametro QE (quotazioni di petrolio e altri combustibili) anziché all'indice Pfor (prezzo del gas sul mercato).

T.a.r. Lombardia, sezione II, ordinanza 17 maggio 2018, n. 1299 – Pres. Mosconi, Est. Di Mauro

Idrocarburi e risorse geotermiche – Gas naturale – *Royalties* dovute allo Stato dai concessionari – Criteri di calcolo – Rinvio pregiudiziale alla Corte di giustizia UE.

Deve essere sottoposta alla Corte di giustizia Ue la questione se le previsioni contenute nella direttiva 94/22/CEE, all'art. 6, par. 1 e al sesto considerando, ostano ad una normativa interna, in particolare l'art. 19, comma 5 bis, d.lgs. 25 novembre 1996, n. 625, che, in ragione dell'interpretazione fornita dal Consiglio di Stato con la sentenza 18 gennaio 2018, n. 290, consente di imporre, in sede di corresponsione delle royalties, il parametro QE, basato sulle quotazioni del petrolio e di altri combustibili, piuttosto che in base all'indice Pfor, ancorato al prezzo del gas sul mercato di breve periodo (1).

(1) I. – Con l'ordinanza in epigrafe (seguita in pari data dalla n. 1300 - Pres. Mosconi, Est. De Vita) la Seconda Sezione del T.a.r. per la Lombardia – Milano ha rimesso alla Corte di giustizia UE la questione pregiudiziale della compatibilità dell'art. 19, comma 5 *bis*, del d.lgs. n. 625 del 1996, in punto di modalità di calcolo delle *royalties* dovute allo Stato dai concessionari di coltivazione del gas naturale, con la disciplina europea di cui all'art. 6, par. 1, e sesto considerando della direttiva 94/22 CE.

L'esatta comprensione della questione sollevata presuppone la ricognizione della normativa applicabile e dei contrasti sorti nella giurisprudenza in sede di interpretazione della stessa.

La disciplina delle obbligazioni economiche nei confronti dello Stato facenti capo ai titolari di concessione di coltivazione di idrocarburi ha avuto una articolata evoluzione nel corso del tempo:

- l'art. 22 della legge 11 gennaio 1957, n. 6 prevedeva, come regola, che il concessionario fosse tenuto a corrispondere allo Stato una "*aliquota del prodotto*"; era tuttavia contemplata anche la possibilità, a scelta governativa da compiersi volta per volta, di sostituire al prodotto in natura "*il valore di esso*", con l'ulteriore precisazione che, in tale ultima ipotesi, l'importo monetario corrispondente al valore della quota di prodotto fosse calcolato "*in base al prezzo medio realizzato dal concessionario nel corso dell'anno*";

- l'art. 22 cit. è stato sostituito dall'art. 66 della legge 21 luglio 1967, n. 613 e, nella versione novellata, stabilisce diversamente le modalità di determinazione del *tantundem* monetario, che non è più prefissato dalla legge ma rimesso alla fonte negoziale del rapporto concessorio (è infatti previsto che il concessionario presti "*invece del prodotto in natura, il valore di esso calcolato a bocca di pozzo e determinato con le modalità di cui al disciplinare tipo*");
- la sopravvenuta direttiva 94/22/CE, all'art. 6, parla di "*versamento di un corrispettivo pecuniario o in idrocarburi*" ed è stata recepita nell'ordinamento interno dal d.lgs. 25 novembre 1996, n. 625, il cui art. 19 prevede che il titolare di concessione di coltivazione di idrocarburi è tenuto a corrispondere annualmente allo Stato "*il valore di un'aliquota del prodotto della coltivazione*", aliquota fissata dalla norma stessa e tradotta in ammontare monetario facendo riferimento, per ciascun titolare, alla "*media ponderale dei prezzi di vendita da esso fatturati nell'anno di riferimento*",
- si perviene quindi alla disciplina vigente, introdotta dalla legge 23 agosto 2004, n. 239, che inserisce nel citato art. 19 del d.lgs. n. 625 del 1996 il comma 5-*bis*, il quale prevede che il valore della quota di prodotto da corrispondere allo Stato (cioè il 7% ovvero il 4% nel caso di idrocarburi liquidi estratti in mare) è calcolato sulla base di un valore unitario dell'aliquota di coltivazione determinato "*per il gas, per tutte le concessioni e per tutti i titolari, in base alla media aritmetica relativa all'anno di riferimento dell'indice QE, quota energetica del costo della materia prima gas, espresso in euro per MJ, determinato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai sensi della Del.Aut.en.el. e gas 22 aprile 1999, n. 52/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 100 del 30 aprile 1999, e successive modificazioni, assumendo fissa l'equivalenza 1 Smc = 38,52 MJ. A decorrere dal 1° gennaio 2003, l'aggiornamento di tale indice, ai soli fini del presente articolo, è effettuato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas sulla base dei parametri di cui alla stessa deliberazione*";
- il successivo decreto-legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito dalla legge 2 aprile 2007, n. 40, ha previsto, all'art. 11, comma 1, la cessione, da parte dei titolari delle concessioni di coltivazione, delle aliquote del prodotto dovute allo Stato presso il mercato regolamentato delle capacità, attraverso aste nelle quali "*non sono accettate offerte in acquisto inferiori all'indice QE* " e con l'ulteriore previsione che "*in caso di mancata vendita, il lotto di gas offerto rimane nella disponibilità del titolare, il quale è tenuto a corrispondere allo Stato l'equivalente valorizzato in misura pari all'indice QE*".

II.- In punto di interpretazione ed applicazione della norma dell'art. 19, comma 5-*bis*, cit. sono emersi due diversi orientamenti giurisprudenziali.

La Seconda Sezione del T.a.r. per la Lombardia – Milano, in una pluralità di sentenze (nn. 1217, 1218, 1219, 1220, 1279, 1436 del 2016) è giunta alla conclusione che "*il criterio di*

determinazione del valore delle aliquote di prodotto dovute allo Stato…dovrebbe essere stabilito in base all'indice Pfor, ancorato al prezzo del gas sul mercato di breve periodo, e non invece facendo applicazione del parametro QE, basato sulle quotazioni del petrolio e di altri combustibili, come ritiene il Ministero dello sviluppo economico", ciò sulla base dei seguenti argomenti:

a) l'art. 19, comma 5-*bis*, cit., da un lato, fa riferimento alla media annua dei valori attributi all'indice QE, parametro individuato dalla stessa Autorità per l'energia elettrica e il gas, con la delibera n. 52/99, come rappresentativo della quota energetica del costo della materia prima, ai fini della determinazione delle condizioni di fornitura del gas naturale nei confronti del c.d. "mercato tutelato", ma, dall'altro lato, richiama, oltre alla citata delibera dell'Autorità n. 52/99, anche le "*successive modificazioni*" di questa;
b) si tratta di un rinvio mobile ai criteri di determinazione del costo del gas posti dall'Autorità al fine di stabilire le condizioni di fornitura in favore del mercato tutelato e poiché l'indice QE è stato definitivamente abbandonato, nella regolazione tariffaria del mercato tutelato, con la delibera dell'Autorità n. 196/2013/R/gas ed in attuazione della previsione di cui all'art. 13 del d.l. n. 1 del 2012, esso non potrà più trovare applicazione neppure per calcolare il valore delle *royalties*, dovendo farsi riferimento, anche a questo fine, al nuovo indice Pfor, introdotto dall'Autorità per rispecchiare il valore di mercato del gas;
c) l'ultimo periodo della lettera b) del comma 5-*bis* dell'articolo 19, ove prevede l'aggiornamento dell'indice QE, non stabilisce la ultrattività dell'indice QE stesso, anche laddove fosse abbandonato quale parametro di determinazione delle condizioni di fornitura sul mercato tutelato, ma si riferisce alla – diversa – ipotesi in cui dovesse realizzarsi la piena liberalizzazione del mercato e, quindi, l'Autorità non fosse più chiamata a stabilire le condizioni di fornitura ai clienti vulnerabili (fattispecie ad oggi non verificatasi).

Le richiamate sentenze del T.a.r. per la Lombardia sono state riformate dalla sentenza della Sesta Sezione del Consiglio di Stato n. 290 del 18 gennaio 2018, la quale ha confermato l'applicabilità del parametro QE per il calcolo delle *royalties* dovute dai concessionari allo Stato, sulla base dei seguenti rilievi:

d) l'art. 19, comma 5-*bis*, cit. non contempla più la possibilità per i concessionari di cedere allo Stato una quota in natura del gas estratto, avendo quindi il legislatore, rispetto all'alternativa offerta dall'art. 6 della direttiva 94/22/CE, optato per il solo "*corrispettivo pecuniario*" e non per quello "*in idrocarburi*", né il quadro normativo offre indici interpretativi nel senso che debba ricorrere una equivalenza tra corrispettivo pecuniario e valore della quota predeterminata del prodotto gas estratto;

e) ciò corrisponde alla scelta del legislatore di rendere sufficientemente stabile, e perciò prevedibile nel tempo, l'entrata finanziaria derivante dalle concessioni di estrazione attraverso l'ancoraggio del meccanismo di calcolo del 'corrispettivo pecuniario' (delle concessioni) ad un indice di riferimento (quello 'QE') a propria volta legato a valori di mercato altrettanto sufficientemente stabili o, quanto meno, poco riflettenti le eventuali variazioni congiunturali dei prezzi del prodotto gas sui mercati di approvvigionamento;
f) il legislatore ha dunque voluto utilizzare le quote predeterminate di prodotto estratto come un semplice moltiplicatore applicativo dell'indice (quello 'QE') prescelto in via legislativa, opzione resa possibile, come detto, dalla struttura normativa della direttiva 94/22/CE;
g) una scelta dell'Autorità, perciò di rango sub legislativo, non può determinare una riduzione del gettito finanziario derivante dall'operatività della norma (il citato art. 19, co. 5-*bis*, lett. b), con abbandono dell'indice 'QE', formalmente previsto dalla norma primaria, in favore di un più conveniente (ma solo per i concessionari) indice 'Pfor', la cui introduzione, peraltro, era del tutto sconosciuta ed imprevedibile all'epoca (2004) dell'entrata in vigore della citata norma primaria; l'opposta opzione urterebbe con l'art. 81 Cost., specie alla luce della sua più recente riformulazione (per effetto della l. cost. n. 1/2912);
h) d'altra parte l'introduzione dell'indice Pfor da parte dell'Autorità è avvenuta in applicazione dell'art. 13 del d.l. n. 1 del 2012 e cioè "*al fine di adeguare i prezzi di riferimento del gas naturale per i clienti vulnerabili*" e non al fine (ovvero non anche al fine) di immutare il metodo di determinazione dei valori unitari dell'aliquota di coltivazione di cui all'art. 19, co. 5-*bis*, lett. b), del d.lgs. n. 625/1996.

III – Nel quadro normativo e giurisprudenziale descritto si inserisce l'ordinanza in rassegna che solleva di fronte alla Corte di giustizia UE la questione della compatibilità dell'art. 19, comma 5-*bis*, del d.lgs. n. 625 del 1996, come interpretato dalla sentenza della Sesta Sezione del Consiglio di Stato n. 290 del 2018, con l'art. 6, paragrafo 1 e con il sesto considerando della direttiva 94/22/CE.

Il percorso motivazionale seguito dalla Seconda Sezione del T.a.r. per la Lombardia – Milano nelle ordinanze in rassegna può essere così sintetizzato:

i) in fatto si evidenzia come con i ricorsi introduttivi dei giudizi ENI s.p.a. e Shell Italia E&P s.p.a., premesso di essere titolari di concessioni di coltivazione del gas naturale e come tali tenute alla corresponsione delle *royalties* per lo sfruttamento del sottosuolo minerario, impugnano gli atti di diverse Amministrazioni statali mediante i quali è stato confermato che l'indice QE debba continuare a costituire il parametro di riferimento per le *royalties* da corrispondere allo Stato, mentre le

società ricorrenti sostengono che dovrebbe trovare applicazione l'indice Pfor, ancorato al prezzo del gas sul mercato di breve periodo, poiché l'indice QE è stato definitivamente abbandonato ai fini della regolazione tariffaria del mercato tutelato, e quindi non dovrebbe più trovare applicazione neppure per la determinazione del valore delle *royalties*;

j) viene ripercorsa l'evoluzione della disciplina interna ed evidenziata la normativa europea, costituita dall'art. 6, par. 1, della direttiva 94/22/CE, che parla di "*versamento di un corrispettivo pecuniario o in idrocarburi*", e dal suo sesto considerando, che parla di accesso al mercato non discriminatorio e che garantisca una maggiore concorrenza nel settore;

k) evidenzia che attraverso l'attuale meccanismo di valorizzazione delle *royalties* - che prevede l'offerta delle aliquote di prodotto spettanti allo Stato sul mercato regolamentato delle capacità e del gas (PSV) e, laddove, come accade nella gran parte dei casi, le predette aliquote dovessero risultare invendute, stabilisce che il prodotto "*rimane nella disponibilità del titolare, il quale è tenuto a corrispondere allo Stato l'equivalente valorizzato in misura pari all'indice QE*", che risulta essere un prezzo superiore a quello di mercato – viene imposto ai concessionari di acquistare le aliquote di prodotto ad un prezzo sensibilmente più elevato rispetto a quello di mercato, subendo un evidente pregiudizio nei confronti degli altri operatori del settore, loro concorrenti, non destinatari di un tale obbligo;

l) conclude che la normativa interna, come interpretata dalla sentenza della Sesta Sezione del Consiglio di Stato n. 290 del 2018, imponendo l'indice QE come parametro di riferimento per le *royalties* da corrispondere allo Stato e agli altri Enti pubblici, dà vita ad una misura discriminatoria nei confronti degli operatori titolari delle concessioni di coltivazione del gas naturale, con una interpretazione che si pone in contrasto con i principi contenuti nella direttiva 94/22/CE.

IV. – Si segnala per completezza quanto segue:

m) sulla concessione per coltivazione di idrocarburi cfr. A. CHIANALE, *Profili civilistici di diritto minerario*, Torino, 2017; F. M. TORRESI, *La disciplina giuridica dello sfruttamento ed estrazione degli idrocarburi in mare* in *Dir. maritt*., 2016, 846;

n) sul mercato del gas naturale cfr. T.a.r. per la Lombardia – Milano, 15 gennaio 2016, n. 660 in *Foro it*., 2016, III, 605, sentenza riformata da Cons. Stato, sez. VI, 21 marzo 2017, n. 1266;

o) sulle gare per la distribuzione del gas Cons. Stato, sez. IV, 22 gennaio 2015, n. 271 in *Foro it*., 2015, III, 345;

p) sulla localizzazione degli impianti estrattivi e il trasporto del gas cfr. Corte cost., 27 ottobre 2017, n. 230 e Corte cost., 20 maggio 2016, n. 110 entrambe in *Foro it.*, 2018, I, 48;

q) sul gasdotto c.d. TAP (*Trans Adriatic Pipeline*) cfr. Cons. Stato, sez. IV, 27 marzo 2017, n. 1392 in *Guida al dir*., 2017, fasc. 17, 86, con nota di TOMASSETTI e in *Foro amm*., 2017, 556;

r) sulla ricerca di idrocarburi sulla costa da svolgersi con la tecnologia c.d. *air-gun* cfr. Cons. Stato, sez. IV, 28 febbraio 2018, n. 1240 e Cons. Stato, sez. IV, 8 marzo 2018, n. 1487;

s) sulla determinazione dei canoni in materia di concessioni demaniali, da ultimo, v.:

s1) Corte cost., 22 ottobre 2010, n. 302, in *Foro amm. CDS*, 2011, 5, 1434 con nota di CASALINI, relativa all'art. 1, comma 251, della legge 27 dicembre 2006, n. 296 nella parte in cui determina – anche con riferimento ai rapporti concessori in corso – la misura dei canoni per le concessioni demaniali turistico-ricreative;

s2) Corte cost., 27 gennaio 2017, n. 29 (oggetto della News US in data 3 febbraio 2017, nonché in *Dir. maritt*., 2017, 743 (m), con nota di PITTO), relativa all'art. 1, comma 252, della legge 27 dicembre 2006, n. 296 nella parte in cui determina – anche con riferimento ai rapporti concessori in corso – la misura dei canoni per le concessioni di beni del demanio marittimo per la realizzazione e la gestione di strutture dedicate alla nautica da diporto;

s3) Corte cost. 26 aprile 2018, n. 89 (oggetto della News US in data 4 maggio 2018), avente ad oggetto contributi in materia di attività estrattiva di cava.