



► RADEHM • Número 9 • Mayo - Julio • 2016 ◀

#### DOCTRINA

∞ LANARDONNE, Tomás: "Cash-or-gas": the quest for balancing the imbalance.

∞ MARDONES OSORIO, Marcelo: Naturaleza jurídica del contrato especial de operación petrolera.

∞ EMBID IRUJO, Antonio: Energías renovables, medio ambiente y mercado interior de la energía: algunas reflexiones en las vísperas del "cuarto paquete" sobre la Unión de la Energía.

∞ CUEVA, José Carlos: Régimen de fomento para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.

∞ VERGARA BLANCO, Alejandro: Regulación de la energía nuclear en Chile.

∞ MANGONE, Gisela, y POTA, Luciana: La importancia de las centrales nucleares para mitigar el calentamiento global.

∞ HERNÁNDEZ-MENDIBLE, Víctor Rafael: La vigente regulación en la exploración y explotación del oro en Venezuela.

∞ KROLIK, Christopher: Por un derecho universal a los servicios energéticos modernos.

#### ENSAYOS

∞ FERRARA, Pablo: Malvinas: ¿Se puede cooperar?

ISSN: 2362-3195



Editorial Ábaco de Rodolfo Depalma





**REVISTA ARGENTINA DE DERECHO**  
**DE LA**  
**ENERGÍA, HIDROCARBUROS Y MINERÍA**

*Director editorial*

José A. MARTÍNEZ DE HOZ (h.)

*Directora ejecutiva*

Estela B. SACRISTÁN

*Subdirector*

Tomás LANARDONNE

*Coordinadora*

María Carolina CRESPO

---

*Consejo académico*

Ana Elizabeth BASTIDA • Alberto B. BIANCHI  
Daniel CASAL • Germán FERNÁNDEZ LAHORE  
Máximo J. FONROUGE • Florencia HEREDIA  
Arturo PERA • Héctor M. POZO GOWLAND  
Francisco Javier ROMANO • Rubén O. SABATINI  
Roberto P. SOBRE CASAS • Alejandro VERGARA BLANCO  
Mariano C. VIVAS DE LORENZI • Hernán M. ZABALLA

---

*Secretarios de redacción*

Sergio ARBELECHE • Juan Cruz AZZARRI  
Hugo Aníbal CABRAL • María Luján CRESPO  
Jimena del Valle DANERI LUCERO  
Ignacio M. DE LA RIVA • Héctor M. HUICI  
María Inés JUSTO • Leonardo F. MASSIMINO  
Mariano PALACIOS • Pablo RUEDA  
Luis Patricio SALADO • Carlos SARAVIA FRÍAS  
Juan Martín SIANO • Claudio Norberto VÁZQUEZ



# Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería

*Doctrina. Ensayos*

Año 3 • Número 9 • Mayo - Julio • 2016



**Editorial Ábaco de Rodolfo Depalma**

CIUDAD DE BUENOS AIRES

La *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería*  
es una publicación trimestral y se publica asimismo en versión electrónica, en  
[www.radehm.com.ar](http://www.radehm.com.ar)

La Dirección manifiesta que las opiniones vertidas en los artículos publicados  
son responsabilidad de sus autores.

La Dirección no se responsabiliza por el mantenimiento o exactitud de los URL,  
hacia páginas web externas o de terceros, citadas en esta revista,  
y no garantiza que los contenidos de tales páginas web sean,  
o continúen siendo, exactos y apropiados.

Contacto suscriptores: [editorialabaco@gmail.com](mailto:editorialabaco@gmail.com)

Contacto autores: [radehm.autores@gmail.com](mailto:radehm.autores@gmail.com)



EDITORIAL ÁBACO DE RODOLFO DEPALMA S.R.L.

Viamonte 1336, 4° - Ciudad de Buenos Aires

[www.abacoeditorial.com.ar](http://www.abacoeditorial.com.ar)

Queda hecho el depósito que previene la ley 11.723

I.S.S.N.: 2362-3195

Impreso en junio de 2016

Advocatus S.A.  
Obispo Trejo 181  
(Córdoba)

IMPRESO EN LA ARGENTINA

## ÍNDICE GENERAL

SIGLAS, ABREVIATURAS Y OTRAS EXPRESIONES EMPLEADAS EN ESTA REVISTA DE USO HABITUAL EN LA REPÚBLICA ARGENTINA.....	XV
SIGLAS, ABREVIATURAS Y OTRAS EXPRESIONES EMPLEADAS EN ESTA REVISTA CORRESPONDIENTES A OTROS PAÍSES.....	XIX

### DOCTRINA

#### “CASH-OR-GAS”: THE QUEST FOR BALANCING THE IMBALANCE

##### EFFECTIVO O GAS: LA BÚSQUEDA DEL BALANCE DEL DESBALANCE

By TOMÁS LANARDONNE

1. Introduction. A tale of lost production .....	1
2. Gas imbalances: putting the “what, why and how” into context .....	3
a) Definition. What is an imbalance? .....	3
b) Causes. Why do they occur? .....	3
1. The gas “storage” problem .....	4
2. Cyclical situation in demand .....	4
3. Split stream sales .....	4
4. The influence of gas markets .....	5
5. Differences in the gas marketing strategy of each producer. ....	5
c) Solutions. How to avoid or mitigate gas imbalances? .....	5
1. Joint sales .....	5
2. The “Soviet” model: the State as balancer? .....	6
3. Limits on the gas takes .....	6
3. Gas balancing agreements .....	7
a) Definitions. What is a GBA? .....	7
b) Relationship with a JOA: father and son .....	7
c) (Multi)purpose .....	8
d) When should it be signed? .....	9
e) Scope of the GBA. Defining the balancing area .....	9
f) Doing your homework. Agreeing on a production profile .....	11
g) What is the Unit for Balancing? .....	12
h) The difference between a GBA and a storage agreement .....	13
4. “Cash-or-Gas”: methods for gas balancing .....	15



## “Índice general”

a) Factors at stake . . . . .	15
1. Time value of money . . . . .	15
2. Characteristics of gas fields . . . . .	16
3. Actual or theoretical production . . . . .	17
b) In-kind balancing . . . . .	18
1. Limits to make-up volumes . . . . .	18
2. Periodicity . . . . .	19
3. Forfeiture of old production . . . . .	20
4. Cash balancing . . . . .	20
5. Price (alternatives) . . . . .	20
i. Actual price . . . . .	21
ii. Theoretical price . . . . .	21
iii. Market price . . . . .	21
iv. Accounting parlance: FIFO or LIFO . . . . .	21
6. Periodicity . . . . .	23
i. Marketing costs . . . . .	23
ii. Combinations . . . . .	24
iii. How to balance in the absence of a GBA? . . . . .	24
5. Miscellaneous . . . . .	28
a) Operator’s liability? . . . . .	28
b) Royalties . . . . .	28
c) Enforcement of the gas balancing agreement in bankruptcy . . . . .	29
d) Sale of imbalanced properties . . . . .	29
e) Gas liquids . . . . .	29
f) Impact on gas sales agreements . . . . .	30
g) Accounting . . . . .	30
6. Concluding remarks . . . . .	31
7. Annex . . . . .	32
Table of conversions . . . . .	32
Conversion of prices from one basis to another . . . . .	32
BIBLIOGRAPHY . . . . .	33
1. Books . . . . .	33
2. Articles . . . . .	33
3. Special materials . . . . .	34
CASE LAW . . . . .	34
NEWS . . . . .	35
MODEL AGREEMENTS . . . . .	35
LEGISLATION . . . . .	35

NATURALEZA JURÍDICA DEL CONTRATO ESPECIAL  
DE OPERACIÓN PETROLERA

LEGAL NATURE OF THE SPECIAL PETROLEUM OPERATION CONTRACT

Por MARCELO MARDONES OSORIO

1. Introducción.....	37
2. Régimen de aprovechamiento de los hidrocarburos líquidos y gaseosos en el ordenamiento jurídico chileno .....	38
a) Régimen constitucional.....	38
b) Aprovechamiento directo por el Estado .....	41
c) Aprovechamiento por sus empresas .....	41
d) Concesiones administrativas .....	43
e) El Contrato Especial de Operación .....	45
1. Aspectos generales del Contrato Especial de Operación .....	45
2. La regulación del CEOP como régimen de promoción de la inversión privada .....	46
3. Los Decretos de Requisitos y Condiciones como elemento de base .....	49
3. Naturaleza jurídica del CEOP .....	50
a) Su naturaleza bajo el decreto ley 1089/1975 .....	51
b) Su naturaleza bajo la CPR.....	53
c) El CEOP es un contrato administrativo.....	57
d) El CEOP es un contrato de riesgo.....	59
e) El CEOP es un “contrato-ley” .....	61
4. Conclusiones .....	64
BIBLIOGRAFÍA CITADA .....	64
JURISPRUDENCIA JUDICIAL CITADA.....	68
JURISPRUDENCIA ADMINISTRATIVA CITADA .....	68
NORMAS CITADAS .....	68
a) Argentina.....	68
b) Chile.....	68
OTRAS FUENTES CONSULTADAS .....	69

ENERGÍAS RENOVABLES, MEDIO AMBIENTE Y MERCADO INTERIOR  
DE LA ENERGÍA: ALGUNAS REFLEXIONES EN LAS VÍSPERAS  
DEL “CUARTO PAQUETE” SOBRE LA UNIÓN DE LA ENERGÍA

RENEWABLE ENERGIES: ENVIRONMENT AND DOMESTIC ENERGY  
MARKET: SOME THOUGHTS NEARING THE FOURTH  
PACKAGE ON THE ENERGY UNION

Por ANTONIO EMBID IRUJO

.....	71
-------	----

“Índice general”

1. Introducción general: mercado interior y medio ambiente en la política europea de energía. El retraso en la consecución de los objetivos europeos formulados en 2007 .....	72
2. El “tercer paquete” de la energía. Recopilación de normas y documentación europea sobre su valoración .....	78
a) Normativa en relación a la construcción del mercado interior de la energía .....	79
b) Normativa en relación a la sostenibilidad ambiental .....	80
c) Normativa sobre defensa de los consumidores y reducción de consumo energético (eficiencia energética) .....	80
3. ¿El medio ambiente como excusa o justificación para no avanzar en el mercado interior? La jurisprudencia europea sobre las energías renovables producidas en otro país desde el punto de vista del mercado interior .....	83
4. La preparación del “cuarto paquete” de la energía. Exposición de los principales documentos y de las nuevas perspectivas: la “Unión de la Energía” como gráfica expresión que resume los objetivos por alcanzar	90
5. Conclusiones .....	93
BIBLIOGRAFÍA CITADA .....	94
OTROS DOCUMENTOS CITADOS .....	95
NORMAS CITADAS .....	98
España .....	98
Unión Europea .....	98
a) Normas constituyentes .....	98
b) Reglamentos .....	98
c) Directivas .....	99
SENTENCIAS CITADAS .....	99
Tribunal Constitucional Español .....	99
Tribunal de Justicia de la Unión Europea .....	100

RÉGIMEN DE FOMENTO PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES  
DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Comentarios a la ley 27191. Esquemas de fomento y regulación  
de las energías renovables

NATIONAL PROMOTIONAL REGIME FOR THE USE OF RENEWABLE SOURCES  
OF ENERGY FOR THE PRODUCTION OF ELECTRIC ENERGY

Comments on Law N° 27191. Promotional and regulatory schemes  
applicable to renewable sources of energy

Por JOSÉ CARLOS CUEVA

1. Introducción. Antecedentes promocionales y regulatorios . . . . .	102
a) Esquema regulatorio. Marco Regulatorio Eléctrico nacional. Su (no) aplicación a las energías renovables. . . . .	102
b) Beneficios promocionales y regulación antecedente a la ley 27191. La ley 25019 . . . . .	106
c) La reciente regulación. Expansión de la oferta de generación eléctrica. Mecanismos promocionales y regulatorios especiales para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. . . . .	110
3. El antecedente inmediato de la ley 27191: la ley 26190. . . . .	115
4. Ley 27191. Modificaciones a la ley 26190, Régimen de Fomento de Energías Renovables. . . . .	117
a) Consideraciones generales . . . . .	117
b) Beneficios fiscales . . . . .	119
c) Institutos regulatorios bajo la ley 27191. . . . .	123
5. Legislación provincial. . . . .	128
6. Conclusiones . . . . .	131
BIBLIOGRAFÍA CITADA . . . . .	132
NORMAS CITADAS . . . . .	132
a) Normas nacionales . . . . .	132
b) Normas provinciales . . . . .	133
1. Provincia de Buenos Aires . . . . .	133
2. Ciudad Autónoma de Buenos Aires. . . . .	133
3. Provincia de Chubut . . . . .	133
4. Provincia de Córdoba . . . . .	133
5. Provincia de La Pampa. . . . .	133
6. Provincia de La Rioja . . . . .	133
7. Provincia de Mendoza . . . . .	133
8. Provincia de Misiones . . . . .	134
9. Provincia de Salta . . . . .	134
10. Provincia de San Luis. . . . .	134
11. Provincia de Santa Cruz. . . . .	134
12. Provincia de Santa Fe. . . . .	134

REGULACIÓN DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN CHILE

REGULATION OF NUCLEAR ENERGY IN CHILE

Por ALEJANDRO VERGARA BLANCO

1. Introducción. . . . .	135
a) La energía nuclear como hecho jurídico . . . . .	135
b) Ventajas e inconvenientes de la energía nuclear. . . . .	136
c) Desarrollo de la energía nuclear en Chile . . . . .	136
2. La energía nuclear como forma de generación de energía eléctrica. . . . .	137
a) Definición e importancia de la energía nuclear. . . . .	137
b) Evolución del régimen normativo de las sustancias nucleares. . . . .	139

“Índice general”

3. Actual regulación de las sustancias radioactivas y la energía nuclear .	144
a) Régimen de las sustancias radioactivas, en especial del torio y del uranio . . . . .	144
b) Régimen del uso de la energía nuclear . . . . .	147
NORMAS CITADAS . . . . .	150
BIBLIOGRAFÍA CITADA . . . . .	151
JURISPRUDENCIA ADMINISTRATIVA CITADA . . . . .	151

LA IMPORTANCIA DE LAS CENTRALES NUCLEARES PARA MITIGAR  
EL CALENTAMIENTO GLOBAL

THE IMPORTANCE OF NUCLEAR POWER PLANTS TO MITIGATE  
GLOBAL WARMING

Por GISELA MANGONE y LUCIANA POTA

1. Introducción. . . . .	153
2. Vigésima Primera Conferencia de las Partes (COP 21) sobre Cambio Climático. . . . .	154
3. El papel de la energía nuclear en la mitigación del cambio climático . .	155
a) Qué es la energía nuclear . . . . .	155
b)Cuál es la forma en que la energía nucleoelectrica puede colaborar a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero. . .	156
4. El caso argentino. La estrategia nacional del cambio climático. . . . .	157
a) Marco regulatorio del sector nuclear. . . . .	157
b) Los principales tratados internacionales que rigen la materia . . . .	160
c) La reactivación del Plan Nuclear. . . . .	161
5. Conclusiones . . . . .	161
BIBLIOGRAFÍA CITADA . . . . .	162
NORMAS CITADAS . . . . .	163
CONVENCIONES INTERNACIONALES CITADAS . . . . .	164

LA VIGENTE REGULACIÓN EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN  
DEL ORO EN VENEZUELA

THE CURRENT REGULATION OF THE GOLD ORE EXPLORATION  
AND EXPLOITATION IN VENEZUELA

Por VÍCTOR RAFAEL HERNÁNDEZ-MENDIBLE

1. Introducción. . . . .	165
2. Los derechos del Estado sobre la actividad minera. . . . .	167

3. Las razones de la reforma del régimen de exploración y explotación de la actividad minera del oro . . . . .	170
4. La declaración de reserva y mineral estratégico del oro . . . . .	173
5. La regulación de las actividades minero-auríferas . . . . .	175
a) La gestión directa o preeminente por el Estado . . . . .	175
b) La extinción anticipada de los títulos jurídicos habilitantes y la obligación de transferencia forzosa de bienes . . . . .	176
c) La obligación de asociarse con el Estado en una empresa mixta . . . . .	178
d) Los principios que rigen la gestión de las empresas mixtas . . . . .	179
e) El régimen transitorio en la actividad minera aurífera . . . . .	180
6. Los aspectos de la regulación aurífera que introduce la reforma de 2014 . . . . .	181
a) Las alianzas estratégicas . . . . .	181
b) Las brigadas mineras . . . . .	184
c) Los aspectos colaterales de la reforma de 2014 . . . . .	185
7. Los modos de resolución de las controversias entre los inversionistas afectados por la estatización y el Estado . . . . .	186
8. Los casos sometidos al CIADI . . . . .	189
9. Las conclusiones . . . . .	191
BIBLIOGRAFÍA CITADA . . . . .	192
Libros y artículos de doctrina . . . . .	192
Artículos periodísticos . . . . .	194
NORMAS CITADAS . . . . .	194
JURISPRUDENCIA CITADA . . . . .	195

POR UN DERECHO UNIVERSAL A LOS SERVICIOS  
ENERGÉTICOS MODERNOS

TOWARD A UNIVERSAL RIGHT TO MODERN  
ENERGY SERVICES

Por CHRISTOPHER KROLIK

1. Introducción . . . . .	197
2. Los intereses de una observación general del CDESC sobre el derecho a los servicios energéticos modernos . . . . .	200
a) Un contexto jurídico y social favorable . . . . .	200
b) Un medio para unir y universalizar . . . . .	202
c) La evaluación y el control de la aplicación . . . . .	203
3. El alcance jurídico del derecho a los servicios energéticos modernos . . . . .	205
a) ¿Cuáles son los servicios energéticos involucrados? . . . . .	205
b) La protección a las condiciones de acceso . . . . .	207
c) El alcance de las obligaciones del Estado . . . . .	208
BIBLIOGRAFÍA CITADA . . . . .	210

“Índice general”

NORMAS CITADAS ..... 212

JURISPRUDENCIA CITADA ..... 213

ENSAYOS

MALVINAS: ¿SE PUEDE COOPERAR?

El potencial de la política del “bon voisinage”  
en la explotación *offshore* de hidrocarburos

MALVINAS: IS IT POSSIBLE TO COOPERATE?

The “bon voisinage” potential to the offshore exploitation  
of hydrocarbons

Por PABLO FERRARA

..... 215

BIBLIOGRAFÍA CITADA ..... 220

INSTITUCIÓN DEL PREMIO “RADEHM” ..... 221

NORMAS EDITORIALES DE *RADEHM* (*Revista Argentina de Derecho de la  
Energía, Hidrocarburos y Minería*) ..... 225

**SIGLAS, ABREVIATURAS Y OTRAS EXPRESIONES  
EMPLEADAS EN ESTA REVISTA DE USO HABITUAL  
EN LA REPÚBLICA ARGENTINA**

Ábaco	Editorial Ábaco de Rodolfo Depalma.
act.	actualizada.
ADLA	Anales de Legislación Argentina.
ampl.	ampliada.
art.	artículo.
arts.	artículos.
B.O.	Boletín Oficial.
cap.	capítulo.
CA	Código Aduanero.
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.
CC	Código Civil.
CCI	Cámara de Comercio Internacional.
CCyCN	Código Civil y Comercial.
cf.	comparar.
cfr./confr.	confrontar.
conf.	conforme.
CIADI	Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a In- versiones.
Cía.	compañía.
cit.	<i>citato</i> , citado.
CM	Código de Minería.
CNACAF	Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Adminis- trativo Federal.
CNACyCF	Cámara Nacional de Apelaciones en lo Civil y Comercial Fe- deral.



“Siglas y abreviaturas”

CNEA	Comisión Nacional de Energía Atómica.
cons.	considerando.
consids.	considerandos.
Const. nac.	Constitución de la Nación Argentina.
coord.	coordinador.
CPCCN	Código Procesal Civil y Comercial de la Nación.
CPCEPNIH	Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.
CSJN	Corte Suprema de Justicia de la Nación.
decr./dto.	decreto.
Dictámenes	Colección oficial de dictámenes de la Procuración del Tesoro de la Nación.
dir.	director.
DNU	decreto de necesidad y urgencia.
ed.	edición.
<i>ED</i>	<i>El Derecho.</i>
<i>EDA</i>	<i>El Derecho Administrativo.</i>
<i>EDC</i>	<i>El Derecho Constitucional.</i>
ENaRGas	Ente Nacional Regulador del Gas.
EnArSA	Energía Argentina Sociedad Anónima.
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad.
<i>et al.</i>	<i>et alii</i> , y otros.
<i>et seq</i>	<i>et sequens</i> , y páginas siguientes.
etc.	<i>et cetera</i> , y el resto.
Expdte.	expediente.
Fallos	Colección oficial de fallos de la Corte Suprema de Justicia de la Nación.
FonInvEMEM	Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista.
GdE	Gas del Estado Sociedad del Estado.
GLP	Gas licuado de petróleo.
GNL	Gas natural licuado.
<i>i.e.</i>	<i>id est</i> , esto es.
IAPG	Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
<i>ibid.</i>	<i>ibidem</i> , en el mismo lugar.
<i>id.</i>	<i>idem</i> , lo mismo.
Ing.	ingeniero.
ITBA	Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

JA	<i>Jurisprudencia Argentina.</i>
JCAF	Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal.
L.	Ley.
LE	Ley de Régimen Legal de la Energía Eléctrica N° 24065.
Ley Corta	Ley de Reprovincialización de los Hidrocarburos N° 26197.
Ley de GLP	Ley de Gas Licuado de Petróleo.
LG	Ley del Gas N° 24076.
LGA	Ley General del Ambiente N° 25675.
LH	Ley de Hidrocarburos N° 17319.
LIM	Ley de Inversiones Mineras N° 24196.
LL	Revista Jurídica <i>La Ley</i> .
LLO	<i>La Ley Online.</i>
LNPA	Ley Nacional de Procedimientos Administrativos, decreto ley 19549 de 1972.
<i>loc. cit.</i>	<i>loco citato</i> , lugar citado.
Los Procedimientos	Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, aprobados por la resolución exSEE 61/1992.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista.
MERCOSUR	Mercado Común del Sur.
N°	número.
n.	nota.
N. del E.	nota del editor.
N. del T.	nota del traductor.
OED	Organismo Encargado del Despacho.
OFEPHI	Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos.
OIT	Organización Internacional del Trabajo.
<i>op. cit.</i>	<i>opere citato</i> , obra citada.
p.	página.
par.	parágrafo.
parr.	párrafo.
passim	frecuentemente.
PEN	Poder Ejecutivo Nacional.
PGN	Procuración General de la Nación.
PJN	Poder Judicial de la Nación.
pp.	páginas.

“Siglas y abreviaturas”

PRONUREE	Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (decreto 140/2007).
PTN	Procuración del Tesoro de la Nación.
PURE	Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (resolución SE 552/2004).
PUREE	Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (decreto 140/2007).
PVA	Presentaciones varias.
<i>RADEHM</i>	<i>Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería</i> (Buenos Aires: Ábaco).
<i>RAP</i>	<i>Revista Argentina del Régimen de la Administración Pública</i> (Buenos Aires, Rap).
<i>ReDA</i>	<i>Derecho Administrativo – Revista de Doctrina, Jurisprudencia, Legislación y Práctica</i> (Buenos Aires: Abeledo-Perrot).
reestr.	reestructurada.
resol.	resolución.
rev.	revisada.
REX	Recurso extraordinario.
RHE	Recurso de hecho o de queja.
RNI	Reglamento Nacional de Interconexión.
SADI	Sistema Argentino de Interconexión.
SEN	Sistema Eléctrico Nacional.
SEP	Sistema Eléctrico Provincial.
<i>Sic.</i>	<i>sic erat scriptum</i> , tal como fue escrito.
SM	Secretaría de Minería.
S.A.	sociedad anónima.
S.E.	sociedad del Estado.
ss.	siguientes.
SSEE	Subsecretaría de Energía Eléctrica.
STJ	Superior Tribunal de Justicia.
t.	tomo.
TFN	Tribunal Fiscal de la Nación.
TI	tratado de promoción y protección recíproca de inversiones.
trad.	traducción.
Transener	Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Sociedad Anónima.
UNIREN	Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos.
UA	Universidad Austral.

UB	Universidad de Belgrano.
UBA	Universidad de Buenos Aires.
UCA	Pontificia Universidad Católica Argentina “Santa María de los Buenos Aires”.
UNC	Universidad Nacional de Córdoba.
UNCo.	Universidad Nacional del Comahue.
UNLZ	Universidad Nacional de Lomas de Zamora.
UNPSJB	Universidad Nacional de la Patagonia “San Juan Bosco”.
UNR	Universidad Nacional de Rosario.
UOCRA	Unión Obrera de la Construcción de la República Argentina.
UP	Universidad de Palermo.
<i>v.gr.</i>	<i>verbi gratia.</i>
vers.	versión.
Vide	véase.
<i>viz.</i>	en otras palabras.
vol.	volumen.
vs.	versus, contra.
VV.AA.	varios autores.
YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad Anónima.

**SIGLAS, ABREVIATURAS Y OTRAS EXPRESIONES  
EMPLEADAS EN ESTA REVISTA  
CORRESPONDIENTES A OTROS PAÍSES**

ACER	Agencia de Cooperación de Reguladores de la Energía.
AGUDEMA	Agua, Derecho y Medio Ambiente.
ASME	American Society for Mechanical Engineers.
ASTM	American Society for Testing and Materials.
BIT	Bilateral Investment Treaty.
BOE	Boletín Oficial (España)
CCAA	Comunidades Autónomas.
CE	Comunidad Europea o Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea, según el contexto.
CNG	Compressed Natural Gas.
D.F.L.	Decreto con Fuerza de Ley (República de Chile).
D.L.	Decreto-Ley (República de Chile).
D.O.	Diario Oficial (República de Chile).

“Siglas y abreviaturas”

DO	Diario Oficial de la Unión Europea.
DOP	Deliver-or-Pay.
E&P	Exploration and Production.
(ed.)	editor.
EEE	Espacio Económico Europeo.
EIA	<i>U.S. Energy Information Administration.</i>
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission.</i>
GBA	Gas Balance Agreement.
GSA	Gas Sales Agreement.
ICC	<i>International Chamber of Commerce.</i>
ICSID	<i>International Centre for Settlement of Investment Disputes.</i>
IEA	<i>International Energy Agency.</i>
JOA	Joint Operating Agreement.
Kcal	Kilocaloría.
Ll.M.	<i>Legum Magister</i> , Master of Laws.
LNG	Liquefied Natural Gas.
LPG	Liquefied Petroleum Gas.
LSE	Ley 24/2013 (España), de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (BOE n° 310, de 27 de diciembre)
Ltd.	<i>limited</i> , limitado.
m <sup>3</sup>	Metro cúbico.
MBTU	Un millón de Unidades Térmicas Británicas.
MCF	Million Cubic Feet.
MER	Maximum Efficient Rate.
Mm <sup>3</sup>	Millones de metros cúbicos.
MMBTU	millones de Unidades Térmicas Británicas.
NOC	National Oil Company.
NPV	Net Present Value.
PIC	Proyecto de Interés Común.
PIST	Point of Entry to the System of Transportation.
RADA	<i>Revista Aranzadi de Derecho Ambiental.</i>
RAP	<i>Revista de Administración Pública</i> (España).
RArAp	<i>Revista Aragonesa de Administración Pública.</i>
RDUE	<i>Revista de Derecho de la Unión Europea y Revue du Droit de l'Union Européenne</i> , según el contexto.
REDA	<i>Revista Española de Derecho Administrativo.</i>
RVAP	<i>Revista Vasca de Administración Pública.</i>

SCOTUS	Supreme Court of the United States, Corte Suprema de Estados Unidos.
SEC	<i>Securities &amp; Exchange Commission.</i>
STC	Sentencia del Tribunal Constitucional (España).
TCM	Trillion Cubic Meter.
TOP	Take-or-Pay.
U.K.	United Kingdom.
U.S.	<i>United States Reports</i> o United States of America, según el contexto.
USC	<i>United States Code.</i>
USCA	<i>United States Code Annotated.</i>
US\$ o USD	dólares estadounidenses.
v.	<i>versus</i> , contra.
#	número.

**“CASH-OR-GAS”: THE QUEST FOR BALANCING  
THE IMBALANCE\***

**EFFECTIVO O GAS: LA BÚSQUEDA DEL BALANCE  
DEL DESBALANCE**

By TOMÁS LANARDONNE\*\*

*Abstract:* “Cash-or-Gas, the quest for balancing the imbalance” is a journey through Gas Balancing Agreements (or GBAs) and the two classic in-kind or cash balancing remedies used between co-owners of a gas field.

*Resumen:* “Efectivo o gas: la búsqueda del balance del desbalance” es un viaje por los Acuerdos de Compensación de Gas (ACG) y los dos remedios clásicos, balance en especie o en efectivo, empleados entre copropietarios de un yacimiento gasífero.

*Key words:* Gas balancing agreements, in-kind remedies, cash remedies.

*Palabras clave:* acuerdos de compensación de gas, remedios en especie, remedios en efectivo.

**§ 1. INTRODUCTION. A TALE OF LOST  
PRODUCTION**

“It was the geologic formation that failed to pay, not Belco”. These were the last words that the U.S. Court of Appeals for the Fifth Circuit stated in the *Belco* case to reject Chevron’s lawsuit over a gas balancing dispute<sup>1</sup>.

The Court analyzed who bore the risk of “lost production”. Chevron and Belco Petroleum had participating interests over the gas extracted from an off-shore lease on the outer continental shelf off the Louisiana coast. Belco

\* Received: 11/4/2015. Accepted: 3/3/2016.

\*\* Attorney at Law (UBA, 2005, with honours). Ll Min Energy Law & Policy (Dundee, with distinction). Partner at Pérez Alati, Grondona, Benites, Arntsen & Martínez de Hoz. E-mail: tl@pagbam.com.ar.

<sup>1</sup> See *Chevron U.S.A., Inc. v. Belco Petroleum Corp.* (1985). In the same vein, see also *Weiser-Brown Oil Co. v. Samson Resources Co.* (1992).

began selling gas in October 1973. Chevron did not. By June 1979 the field had ceased producing. Chevron was underproduced for its full entitlement over gas production. The parties had signed a Gas Balancing Agreement (GBA) on June 6, 1975 that established: “To allow the recovery of gas in storage and *to balance the gas account of the parties in accordance with their respective interests, (. . .) a party with gas in storage shall be entitled to take or deliver to a purchaser its current share of the gas produced (. . .) plus up to 25 % of the other party’s share of gas production . . . until such time as that quantity of gas in storage shall be reduced to zero*”<sup>2</sup> (emphasis added).

Having taken no gas in-kind, when the well went dry on June 1979 Chevron demanded from Belco a cash payment of U\$S 600,000 for the underproduced gas. Belco refused and Chevron sued. The District Court admitted Chevron’s claim and decided that the parties had failed to address the risk of “lost production” and implied a contract term to achieve an “equitable result”. The Court of Appeals reversed in the view that the parties had indeed allocated to Chevron the risk of “lost production”.

First, the Court of Appeals made a legal assessment. It determined that, since the GBA designated a particular method of in-kind balancing as the proper way of reconciling balancing, there was no room for the contention that the parties left open the possibility that cash balancing or some other form of balancing might nonetheless be used. According to the Tribunal: “Under this scheme, *the underproduced party bore the risk that the gas well would be depleted before the underproducer could produce*, and thus own, all or any of its share”<sup>3</sup> (emphasis added).

Second, the Court of Appeals grounded such legal assessment through a fact-finding. By quoting a Chevron witness who had said that “the chance that Chevron might not make up in-kind was remote in the extreme”<sup>4</sup> because the parties thought the gas field had large reserves, the Court of Appeals stated that it was reasonable for Chevron to have taken that “remote” risk.

It is not fair to begin this article on GBAs by stressing the *Belco* case, a truly isolated case which was vigorously criticized by scholars<sup>5</sup>. But we wanted to call your attention on the negative consequences that not having a GBA or having an ill-drafted GBA may cause on a gas producer.

This article will analyze: *i)* the nature of gas imbalances (§ 2), *ii)* the fundamentals of GBAs (§ 3), *iii)* the predominant gas balancing methods (§ 4), *iv)* miscellaneous regarding GBAs (§ 5), and in the end, we will give our *v)* concluding remarks (§ 6).

<sup>2</sup> *Chevron U.S.A., Inc. v. Belco Petroleum Corp.* (1985) p. 2.

<sup>3</sup> *Id.* p. 2.

<sup>4</sup> *Id.* p. 3.

<sup>5</sup> See CHRISTIANSEN (1994) p. 5.



While reviewing the main issues associated with GBAs, we will include a brief analysis of the GBA AIPN 2013 model, the most recent GBA model agreement existing in the oil & gas industry (the “AIPN GBA”)<sup>6</sup>.

§ 2. GAS IMBALANCES: PUTTING THE “WHAT, WHY AND HOW”  
INTO CONTEXT

a) *DEFINITION. WHAT IS AN IMBALANCE?* — A gas imbalance occurs when there are two or more interest owners of the right to produce and market gas and at least one has marketed more than its share of production<sup>7</sup>. From another perspective, a gas imbalance occurs when an interest owner does not receive its proportionate share of the gas production relative to its participating interest<sup>8</sup>.

An overproduced party is an interest owner who has sold more than its entitlement of gas production, whereas an underproduced party has sold less than its entitlement<sup>9</sup>.

For example, if party “A” and party “B” each hold a 50 % participating interest in a gas field, and if party “A” has a purchaser for his gas but party “B” does not, then party “A” is selling 100 % of the production from the field even though it holds only a 50 % participating interest in the field. In these circumstances, party “A” is “overproduced” and party “B” is “underproduced”, and the parties are “out of balance” or “imbalanced”.

Gas imbalances need to be corrected or balanced. Balancing is “the process by which persons having an interest in production from a well, unit or reservoir adjust their take therefrom to insure that each such person receives his proportionate part of production (or the value or proceeds therefrom)”<sup>10</sup>. In other words, balancing is the process of keeping track of the cumulative gas imbalances of each party and of correcting such imbalances until the parties’ takings throughout the life of the gas field are proportionate to the parties’ entitlements<sup>11</sup>.

Following with the example, the purpose of balancing is to allow party “B” to make-up his proportionate share of production in the gas field by way of taking from party “A” (either in cash-or-gas, as we will see below) such party’s overproduction.

b) *CAUSES. WHY DO THEY OCCUR?* — Gas imbalances arise among gas producers because of many causes, including but not limited to the physical

<sup>6</sup> See AIPN (2014a).

<sup>7</sup> See KUNTZ (1989) p. 2.

<sup>8</sup> See DANIEL and KELKAR (1991) p. 1.

<sup>9</sup> *Id.*, p. 1.

<sup>10</sup> See WILLIAMS and MEYERS (1997) p. 76.

<sup>11</sup> See WATSON (1994) p. 2.

limitations of gas, the nature of gas consumption, the characteristics of gas markets, and multiple ownership of gas wells.

1. *The gas “storage” problem.* The physical limitations of natural gas militate in favor of gas imbalances. Compared to crude-oil, gas is difficult to store. The most economical means of storing gas is to leave it in the reservoir but that means that the gas producer did not take its gas share and, ultimately, became an underproduced party.

Gas producers’ alternative of taking their gas share and storing it until demand appears or increases is limited. The possibility of storing gas (*e.g.*, in depleted reservoirs, aquifers, salt caverns, gasometers, insulated tanks, peaking storage facilities, gas pipelines) is uneconomical in most of cases or very limited in volumetric terms<sup>12</sup>.

2. *Cyclical fluctuation in demand.* Even if producers nominate before the day commences to inject gas to the transmission system in strict proportion to their participating interests, at the end of the day what has actually been taken by each producer may vary substantially from its nominations.

If the weather is colder than expected there may be a call on extra gas from the residential sector to turn on their heaters. If the weather is warmer than expected, there may be a call on extra gas from the gas-fired power plants to turn on the air conditioners<sup>13</sup>. Using the original example, if party “A” sells its gas to a distribution company in charge of supplying residential users, whereas party “B” sells its gas to a power generator, their takes will follow their clients’ takes.

Bottom line, gas markets operate 24/7 because gas fields produce 24/7 and consumers need gas 24/7, subject to peaks and valleys. This fluctuation in demand conspires against a ratable take of gas.

3. *Split stream sales.* Split stream sales occur when co-owners of a gas field sell gas to different purchasers. As we saw in our example, gas imbalances will arise because the parties will inevitably sell different quantities at different times under their different contracts. This is a common issue faced in the industry<sup>14</sup>.

This is exacerbated when parties install different connections to the well-head. However, split-stream connections are generally limited to prolific gas fields which hold large proven reserves and sufficient pressure to justify the additional gathering facilities<sup>15</sup>.

<sup>12</sup> See DOWNEY (2009) pp. 268-272.

<sup>13</sup> See NIEBRUGGE (1977) p. 963. To have an idea, a “cold” day in Buenos Aires would mean an increase of 100 % in gas consumption (from 30 to 70 Mm<sup>3</sup>/day).

<sup>14</sup> See BLANKS, MCGUIRE and POITEVENT (1992) p. 833.

<sup>15</sup> See HOEFLING (1990) p. 68.

4. *The influence of gas markets.* A gas market in which the gas purchaser is a monopoly, whether a State agency, or a transportation/distribution company, or a State company<sup>16</sup>, will unlikely create gas imbalances among co-owners of a gas field. This is simply because there would not be split stream sales.

Generally, gas imbalances arise in the context of a de-regulated gas market in which several gas suppliers and gas consumers interact between themselves. “It is the competition that is to blame for imbalances”, an industry expert would say.

Indeed, in the infant stage of a de-regulated gas market there is more likelihood of gas imbalances because many players are still learning to market their gas, while there are other players that still rely on old clients or contracts (the so-called “legacy” problem).

In the U.S., deregulation of the natural gas pipeline industry gave rise to a multi-purchaser scenario. For example, the experience of the U.S. natural gas market in mid-1980s when reductions of purchases by pipelines (then a monopoly) created or exacerbated gas imbalances between those producers with a market for their gas and those without a market<sup>17</sup>.

5. *Differences in the gas marketing strategy of each producer.* The parties to a joint venture may have different commercial motivations. One producer may rely on selling gas to third parties, while another one may enter into non-arms’ length sales of gas into its own gas-fired power plant. One producer may decide to maximize its sales price rather than its off-take and risk accruing on going imbalanced. One producer may opt to sell gas to a client with predictable gas consumption, while another to a client with a fluctuant gas consumption profile. One producer may sell under long-term agreements, while another may sell mainly on a spot basis.

Concretely, if two co-owners of a gas field have different gas marketing strategies, they would probably get “out of balance”, rather than if they share a similar strategy.

c) *SOLUTIONS. HOW TO AVOID OR MITIGATE GAS IMBALANCES?* — 1. *Joint sales.* If a joint venture collectively wishes to achieve strict regular gas balancing, the most practical way of doing so is to agree a joint sales agreement where one partner, usually the operator, sells on behalf of all. If there is more than one joint venture partner equipped to trade gas, those partners may be asked to tender competitively to market the gas as agent on behalf of the group.

<sup>16</sup> See the cases of Gas del Estado in Argentina, or British Gas in U.K. before the 1990s reforms in the gas sectors of said countries.

<sup>17</sup> See MARCÓ (2007) p. 9.

An alternative way of achieving a similar effect as joint sales is to give the other joint venture partners an option to “buy in” on the basis of their participating interests when one of them secures a gas sales agreement.

A similar alternative is to have the operator of the joint venture purchase the other owners’ production. Then the operator would sell the entire production of the gas field to its clients.

These alternatives, if made on a regular basis, may raise questions relating to the antitrust laws<sup>18</sup>, and in the U.S., even tax contingencies<sup>19</sup>. The antitrust argument goes this way: by selling on a joint basis, sellers have less competition, and purchasers are not able to negotiate lower prices. The counter-argument goes this way: some players would never invest in gas production if they would not be able to sell jointly, and if such players would not invest in gas production, there would be less supply of gas, and thus, higher gas prices.

2. *The “Soviet” model: the State as balancer?* Another solution is for the State to issue regulations which manage and correct gas imbalances. This may sound weird, but it actually happened and not in a socialist country or a planned economy. It happened in the U.S.

In May 1983, the U.S. State of Oklahoma enacted Law 1,221 which established a “statutory gas balancing right”. In a context of overabundant gas supply, Law 1,221 imposed producers with a gas sales agreement to share its sales proceeds with any other owner in the same well who did not have a gas sales agreement<sup>20</sup>.

In fact, the so-called “*Sweetheart Gas Act*” stated: “For wells producing or capable of producing natural gas [. . .] on or after the effective date of this act, in the event that one or more owners in a well receives a contract for the sale of only their portion of the gas production from the well to the exclusion of other owners in the well, *all owners having no contract shall be entitled to share ratably in the revenue from the sale of each contract’s production to the extent of their net revenue interest*, except for any owner who elects or has elected in writing not to so sell. This act shall not be construed to prevent any owner from receiving the price agreed upon by contract”<sup>21</sup>.

Law 1,221 only lasted a few years but it is a clear example of the major negative effects that gas imbalances may pose over the industry.

3. *Limits on the gas takes.* Another alternative to avoiding or mitigating gas imbalances would be to restrict parties to a joint venture to take gas in excess of their participating interest. Thus, if a party does not take its share, such gas must stay in the reservoir.

<sup>18</sup> See LANSDOWN (1988) p. 6.

<sup>19</sup> For more information on this, see GOODFELLOW and GOOLSBY (2009) p. 204.

<sup>20</sup> See HOEFLING (1990) pp. 79-96.

<sup>21</sup> See Oklahoma Statute tit. 52, 543 (A) (Supp. 1988). Emphasis added.

It is clear that this system encourages gas banking, disincentives gas marketing, and it would arguably reduce the Net Present Value (NPV) of the relevant gas field. However, as we will see *infra*, this alternative may be established when the reservoir reaches the depletion phase.

### § 3. GAS BALANCING AGREEMENTS

a) *DEFINITIONS. WHAT IS A GBA?* — A GBA is an agreement in which various owners of a gas field (or a well, a block, a lease, a concession, etc.) establish the manner in which production will be balanced among them in the event one or more of them take more or less than its proportionate share of production. A party who is taking less than its full proportionate share of the gas is referred to as an “underproduced party” and that party is entitled to take such additional quantities of gas as may be necessary to offset any previous disproportionate takings by the other parties, referred to as “overproduced” parties<sup>22</sup>.

These agreements are also called “underlifting agreements”, “out of balance production plans”, “deferred production programs”, and probably other names. In Argentina, they are usually called “Acuerdo de Compensacion de Gas”<sup>23</sup>.

The terminology may differ in different parts of the world, but where there is a right to take and separately dispose of gas, and a right of the underproduced party to “catch up” with the overproduced parties, you are facing a GBA.

b) *RELATIONSHIP WITH A JOA: FATHER AND SON.* — The AIPN states that the GBA “is fundamentally and essentially tied to the whole life operation of the field, and, therefore, to the Joint Operating Agreement”<sup>24</sup>.

The GBA is not the only agreement that may affect gas balancing issues. The Joint Operating Agreement (JOA) itself will also be relevant. Specifically, the provisions of the applicable JOA relating to the rights and obligations of the parties with regard to taking gas production may have an impact on the resolution of gas balancing issues. Virtually all JOAs provide that the parties own the oil and gas produced from the area covered by the JOA in proportion to their ownership of the participating interest, and that each party is to take its share of production in kind<sup>25</sup>.

A JOA typically does not address the issue on how an imbalance will be solved, which is precisely the main scope of a GBA<sup>26</sup>. However, the JOA

<sup>22</sup> See WILLIAMS and MEYERS (1997) p. 441.

<sup>23</sup> See MARCÓ (2007) p. 4.

<sup>24</sup> See AIPN (2014b) p. 12.

<sup>25</sup> See LANSDOWN (1999) p. J-2.

<sup>26</sup> It is unlikely that the terms of the JOA and the terms of the GBA conflict. But

sets out the main principle: an underbalanced party holds a right to the gas it was entitled to take but failed to do so. This principle makes sense with the very purpose of JOAs.

Oil and gas production rights have commonly been subdivided because of the relatively high costs of financing drilling operations, and the desires to spread the risks associated with drilling. The fundamental purpose of a joint venture in the oil and gas industry is to share both costs and benefits<sup>27</sup>.

A JOA requires costs to be paid in advance in proportion to participating interests. Accordingly, the parties share the benefits in proportion to the same participating interests, particularly where the up-front costs are so significant.

From a commercial perspective, the central principle in the JOA is proportionality: parties share all rights and obligations in proportion to their ownership shares, both costs and benefits.

On the benefit side, the parties share in the production of hydrocarbons (both crude oil and natural gas) according to their participating interest shares. These hydrocarbons can then be sold, generating revenue for the parties. If parties' respective production allocations were to get out of balance for some reason, then the party receiving less than its participating interest share of produced gas at that point in time would be receiving less than its participating interest share of revenue but would be paying its full participating interest share of costs. Essentially, the party would be paying out cash for operating costs to produce gas sold by one or more of its joint venture partners.

Therefore, even when there is no GBA, each party would expect to receive its participating interest share of production over the life of the field or concession.

c) *(MULTI)PURPOSE*. — The immediate purpose of a GBA is to prevent the uncertainties which arise in the absence of such an agreement<sup>28</sup>. Having all parties agree to a GBA reduces some of the conflicts between co-owners in regards to gas balancing<sup>29</sup>.

The ultimate purpose of a GBA is to provide a mechanism that allows a gas field to be produced despite the inability of one or more of the owners of the field to market their share of production. Put differently, the goal is to encourage the parties to take their proportionate share of gas at the same time it is produced<sup>30</sup>.

---

parties should define which agreement would prevail in case of conflict. Generally, it would be preferable that the JOA has “control” over the GBA.

<sup>27</sup> See ROBERTS (2012) pp. 16-17 and CASAL (2014).

<sup>28</sup> See § 4, e, *infra*, to identify some of the uncertainties that may arise in the absence of a GBA.

<sup>29</sup> See BLANKS, MCGUIRE and POITEVENT (1992) p. 866.

<sup>30</sup> See LANSDOWN (1988) p. 7.

In a way, the purpose of a GBA is to protect both the overproducers and the underproducers. The overproducers are “protected” from having to refrain from taking excess gas. This relates to the goal of encouraging production. On the other hand, the underproducers are “protected” from forfeiting the gas volumes they were not able to take. This relates to the goal of fulfilling each party’s expectation to receive its participating interest share of production over the life of the field or concession.

To conclude, the AIPN Guidance Notes state that the GBAs “purpose” is to: “[b]alance the rights of the Parties to (i) lift their participating interest share of gas *during any nomination period (short term perspective)*, (ii) lift their participating interest share of the *total gas production over the entire period of extraction (long term perspective)*, and (iii) require the operation to be such as to *maximise the value of the hydrocarbon produced (overall perspective)*”<sup>31</sup> (emphasis added).

d) *WHEN SHOULD IT BE SIGNED?* — Many variables must be taken into account when negotiating a GBA, including gas price, gas production profile and gas reserves of the relevant field, the nature of your co-owners, current gas marketing conditions, and time value of money.

Once the Parties acknowledge the need to contemplate these different factors, the next question is when to negotiate and sign a GBA. Agreeing a GBA is always difficult. But there is consensus that the task becomes even harder when it has to be reached after an imbalance has taken place<sup>32</sup>.

Naturally, the ideal time to execute a GBA is prior to the creation of gas imbalances. Thus, parties should agree on a GBA either at the time of signing the JOA (which normally occurs at the start of the exploration phase) or before the production phase begins.

In both cases, as the GBA is written prior to production and will last the life of the concession or the JOA, it is imperative that it is written to be as flexible as possible so it may be adapted to the various marketing scenarios that necessarily will occur during the life of the concession or the JOA.

As an alternative, parties may first agree on the “essential” terms of a GBA (in the form of a binding term-sheet) and attach them as an exhibit to the JOA. If the exploration is successful and during the testing of the gas wells the parties agree on the production profile of the relevant gas field, then they may negotiate and sign a detailed GBA with a better background.

e) *SCOPE OF THE GBA. DEFINING THE BALANCING AREA.* — The parties must define the scope of the GBA, or in other words, the source of the natural

<sup>31</sup> See AIPN (2014b) p. 10.

<sup>32</sup> See MARCÓ (2007) p. 7. When co-owners attempt, but are unable to agree a GBA, the parties generally agree to produce rather than shut-in the wells and leave the gas in the ground, while continuing to try and reach an agreement.

gas subject to the balancing scheme established in the GBA (the so-called “Balancing Area”):

- A well?
- Pricing category?
- A multi-pad?
- A reservoir?
- A tight or shale formation?
- An entire lease or concession area?
- An operating area that is larger or smaller than a lease or concession?
- A larger geographical area such as a basin, or even an entire country?

Parties must bear in mind the effects of the relevant election. The larger the scope of the GBA, the amount of gas production subject to the rules of the GBA will be larger. Predictably, the period of time applicable for in-kind balancing will also be longer.

In relation to this, authors analyze the question on when has production ceased for cash balancing purposes<sup>33</sup>. Where a well is plugged, and the well is then recompleted to a different formation, it is clear that production from that well or reservoir has ceased for balancing purposes. There are cases where wells are temporarily abandoned with the intent of reworking them at a later date for one purpose or another. In some cases a gas well may be shut-in for lack of a market. Under these circumstances, the question is at what point should the well’s production be deemed to have ceased so as to impose the obligation to make the final cash balancing? The answer may entail a couple more years of “waiting period” for the underproduced party.

The GBA Model Agreement of the American Association of Petroleum Landmen (or AAPL) addresses this issue with the following provision: “Upon the earlier of the plugging and abandonment of the last producing interval in the Balancing Area, the termination of the Operating Agreement or any pooling or unit agreement covering the Balancing Area, *or at any time no gas is taken from the Balancing Area for a period of twelve consecutive months*, any Party may give written notice calling for cash settlement of the gas production imbalances among Parties”<sup>34</sup> (emphasis added).

In the U.S., as a general rule, use of the reservoir-by-reservoir approach is preferable<sup>35</sup>. In Argentina, use of a concession-by-concession approach is more common<sup>36</sup>.

<sup>33</sup> See LANSDOWN (1999) p. J-3.

<sup>34</sup> Id., p. J-4.

<sup>35</sup> See LANSDOWN (1988) p. 9. The author recommends that if the reservoir-by-reservoir approach is used, the GBA should also provide that, if production from more than one reservoir is commingled in the wellbore, the agreement shall apply to such reservoirs as if they were a single reservoir.

<sup>36</sup> See results of survey on Gas Balancing Agreements conducted by the author with several oil & gas companies with activity in Argentina, available from the author upon request.



f) *DOING YOUR HOMEWORK. AGREEING ON A PRODUCTION PROFILE.* — For any green-field gas project, co-owners analyze the effect that different depletion profiles will have on the Net Present Value (or NPV) of the relevant gas field.

The NPV is not always maximized by delivering the largest amount of gas into any given market as early as possible. Gas prices in later years of any profile may rise significantly over the rate of inflation<sup>37</sup>.

Indeed, a reasonable joint venture wants to maximize profit for the participating parties through commercially sensible reservoir management. A “produce as fast as you can” approach does not make sense. In general, following good reservoir management practices, the joint venture parties should be seeking to maximize the NPV of total production in the long-run, rather than how much short-term production can be achieved.

The development of an agreed field production profile is the cornerstone of modern GBAs. Agreeing a lifting strategy designed to optimize NPV, but protect the reservoirs and facilities is key to any gas joint venture<sup>38</sup>.

One of the goals of GBAs is to encourage owners to take gas in line with an optimal field production profile. In turn, the parties generally limit the production to the Maximum Efficient Rate (or MER)<sup>39</sup>.

Furthermore, the agreed field production profile is useful in the context of a GBA as a threshold for triggering the different mechanisms established therein. In fact, looking at the agreed field production profile is the best way of identifying the different phases of any gas project: *i*) the initial period, *ii*) the plateau period, and *iii*) the declining period. For instance, at the end of the plateau period, it may be intelligent to trigger the cash-balancing mechanism<sup>40</sup>.

The importance of agreeing on a field production profile in the context of JOAs and GBAs comes into scene in the *Pohokura* case, a joint venture among Todd (an independent oil company wholly owned by the Todd family, with a 26 % interest), Shell (the major, with a 48 % interest), and OMV (an Austrian oil company, with a 26 % interest).

On July 13, 2010, the High Court of New Zealand dismissed a claim from Todd that alleged Shell had colluded with OMV by restricting the gas they allowed to be produced from the Pohokura gas field<sup>41</sup>.

Todd sought damages of U\$S 320 plus exemplary damages of U\$S 600 million from Shell and OMV alleging that since 2006 they had constrained Pohokura production to 1.75 Bcm of gas per year<sup>42</sup>, when it could produce 2.15 Bcm, breaching their relevant JOA. That would approximately mean

<sup>37</sup> See NICHOLSON (1999) p. 116.

<sup>38</sup> *Id.*, p. 116.

<sup>39</sup> *Id.*, p. 124. The MER may be established *inter alia* by a regulatory agency, or the JOA’s Operating Committee, or the operator.

<sup>40</sup> See § 4, c, *infra*.

<sup>41</sup> Pohokura produces about 40 per cent of New Zealand’s gas, and it would contain approx. 20 BCM. See THE NATIONAL BUSINESS REVIEW (2010a) and (2010b).

<sup>42</sup> For simplicity purposes, we assume that 1 Bcm equals 40 petajoules.

one extra million cubic meters per day for its allocation according to the parties’ interests<sup>43</sup>.

Under the JOA, Shell was the operator, and together with OMV, they could pass operating committee resolutions by majority vote<sup>44</sup>. When the Pohokura discovery was made in 2000, the JOA was amended to provide for the joint marketing of gas. In 2004, Shell and OMV informed Todd they no longer wanted to jointly market gas and that they would separately market their gas share. At the same time, Shell and OMV concluded an “Alignment Agreement” under which they agreed to act together in relation to gas take, gas balancing and gas nominations. In parallel, Shell presented a field depletion profile to the joint venture with a view to produce 1.75 Bcm of gas per year. The operating committee approved –by majority– that production facilities would have a nameplate capacity of 2.15 Bcm per year, while plateau production would be 1.75 Bcm of gas per year.

Todd complained on the field depletion profile. Todd wanted to produce at “full steam” (*i.e.*, 2.15 Bcm per year). But it was outvoted at the operating committee. So when negotiations at the level of the JOA failed, it started negotiations at the level of the GBA looking for more flexibility on gas off-take. A clear GBA would have allowed for uneven off-take of gas in a fair and flexible manner, allowing Todd access to higher levels of off-take<sup>45</sup>.

During the GBA discussions, Todd did not want to constrain its ability to take gas in excess to its participating interest. Shell did not want to let Todd get ahead where there was a risk that the other co-owners may not catch-up before the gas field depleted. Ultimately, no GBA was agreed and Todd sued.

As anticipated, the High Court ruled that Shell and OMV had not breached any provision of the JOA. The parties had not violated any provision of the JOA. In particular, the court confirmed that the determination of production rates was a matter within the power of the operating committee, and it further held that a party was free to exercise its vote on the operating committee in its own commercial interests and that there was no obligation to vote in a manner supporting production at rates equating to maximum capacity.

g) *WHAT IS THE UNIT FOR BALANCING?* — Gas production may be balanced either volumetrically or based on its Btu content. It is recommended to do it on a Btu or calorific basis. Generally, parties agree to do it on a calorific value of 9,300 Kcal/m<sup>3</sup>.

However, using one unit for gas sales and another unit for gas balancing will have little impact on the rights of the parties unless there is a substan-

<sup>43</sup> For simplicity purposes, we assume that 0.4 Bcm equals 400 million cubic meters.

<sup>44</sup> See COULL (2011) p. 4.

<sup>45</sup> See GUNDERSEN and MACDONALD (2011).

tial variation in the Btu content of the gas produced from the balancing area over time<sup>46</sup>.

h) *THE DIFFERENCE BETWEEN A GBA AND A STORAGE AGREEMENT*. — Failure to lift is based on the idea that parties not only have the right to take and separately dispose of their gas, but that they have an obligation to do so. That there is both a right and an obligation to take gas makes commercial sense, because one parties’ failure to take gas in a timely manner places a burden on the other parties to take the defaulting parties’ share at a time when they may prefer not to do so, or results in gas being shut-in the reservoir, potentially also shutting-in the associated oil production.

Failure to lift is not the same as underbalancing, which is a routine occurrence in a joint venture and the subject of a GBA. This occurs when a party does not nominate to take its share of gas but another party who is able (because of transport capacity, interruptible contracts, etc.) and willing (to even out its price risk and to maximize its NPV) to take that share, takes it instead. In other words, it occurs where there is voluntary overlifting.

Failure to lift occurs when one party does not nominate to take its share of gas, and none of the other parties are prepared to overlift. In such a situation, they rely on the “failure to lift” provision, not on the GBA. The operator of the field would warn the defaulting party of the “failure to lift” event and any associated penalties, before allocating that parties share of gas to the other parties, for them to sell for their own account, or leaving it in the reservoir.

However, GBAs may contain a “failure to lift” provision limited to certain special cases. For instance, the AIPN GBA penalizes the failure to lift the minimum quantity of natural gas that is necessary to produce and deliver to meet technical or operational requirements of the gas field<sup>47</sup>. In this regard, the Guidance Notes justify this special treatment arguing that “The obligation to lift (or rather the penalty for failure to lift) each Party’s ‘entitlement’ to the gas produced *at the minimum turndown ratio* is greater than the obligation to lift the entitlement share of the maximum production. *This is to encourage Parties to lift at a level to support continued operation*”<sup>48</sup> (emphasis added).

This also relates to the clause included in certain GBAs excluding the right to “bank” gas in the reservoir that we analyze below: “By failing to take steps to take or deliver its full share of gas produced from the area, Energy Development breached the Gas Balancing Agreement. Such a harsh opinion was part of the ruling by the Texas Fourteenth Court of Appeals *in re Energy Development Corp. v. Lowmar Exploration Co. et al* (2000)”<sup>49</sup>.

<sup>46</sup> See LANSDOWN (1999) p. J-5.

<sup>47</sup> See AIPN (2014a) Art. 5.9.

<sup>48</sup> See AIPN (2014b) p. 4.

<sup>49</sup> See *Energy Development Corp. v. Lowmar Exploration Co.; Lowry Oil & Gas, Inc.; and Pat Baker, individually and D/B/A Baker Exploration Co.* (2000) p. 13.

The relevant GBA had a clause providing that the agreement was not to be used as a storage agreement or a device to delay marketing or to unduly withhold gas from the market. It stated: “It is the intent that all of the parties hereto, insofar as is reasonably possible, commence taking or delivering gas simultaneously, and that each party thereafter *continuously take or deliver its full share of the gas* produced from the Area. It is, however, recognized that due to *conditions beyond the control* of the parties there may be occasions where there will be temporary delays in commencement of takes or deliveries and temporary reductions in takes or deliveries below a party’s full share. Accordingly, this agreement is intended for use as an operating procedure to assist in bringing such accounts in balance. *It is not the intent that this agreement be used as a gas storage arrangement nor as a device to delay marketing of gas or to unduly withhold gas from the market*”<sup>50</sup> (emphasis added).

In the *Lowmar* case, a few producers held working interests in the West Austwell Field in Refugio County, Texas. When the wells ceased production in October 1992 Energy Development sought cash balancing. Defendants refused to settle. Energy Development filed suit. Defendants alleged that plaintiff’s underproduction credit arose because Energy Development was using the GBA as a “storage agreement”. Further, they affirmed that their intent not to use the GBA as a storage arrangement was a mutual covenant. Thus, plaintiff’s failure to perform barred the company from seeking cash balancing.

Plaintiff contested that its failure to take the gas was beyond its control. It stated that all its production was dedicated to a parent company (a public utility) and that in many opportunities its purchaser did not take gas because of a pipeline’s limitation on the quantities agreed to be transported. Bottom line, Energy Development contended that it was contractually bound to sell all its gas to its parent and that Energy Development’s failure to take the gas was beyond its control. On such grounds, the company argued that its use of the GBA was thus permitted.

The Court of Appeals decided that Energy Development was not required to sell only to its parent, pursuant to the relevant gas sales agreement. Indeed, if the parent could not transport certain quantities of natural gas from the West Austwell Field due to pipeline transportation difficulties, Energy Development was free to sell its share of production to other buyers. Furthermore, in the instant case, defendants had offered to sell Energy Development’s natural gas to another buyer, Bishop Pipeline.

The Court concluded that Energy Development had not shown how it was unable to market its share of the gas produced, and sentenced: “By failing to take steps to take or deliver its full share of gas produced from the area, Energy Development breached the Gas Balancing Agreement”<sup>51</sup>. The plaintiff

<sup>50</sup> *Id.*, p. 10.

<sup>51</sup> *Id.*, p. 13.

had used the GBA as storage to delay marketing. Thus, no cash balancing was admitted.

#### § 4. “CASH-OR-GAS”: METHODS FOR GAS BALANCING

“Cash-or-Gas”, that is the basic formula to explain gas balancing methods. In-kind balancing allows underproduced parties to catch-up by way of taking an additional share of gas produced in lieu of the overproduced parties. In turn, cash balancing requests overproduced parties to pay for the gas they took in excess of their share. It is not as simple as that. Both schemes have their own nuances, and they can work together and/or in conjunction with other schemes.

The election made at the GBA will depend on many factors that the parties must consider. Following we address some of these issues.

a) *FACTORS AT STAKE*. — 1. *Time value of money*. The time value of money is a fundamental concept in economics. A given amount of money (*e.g.*, one dollar) is worth more today than at some point in the future. Similarly, a dollar received (or paid) at some point in the future is equivalent to some amount less than a dollar received (or paid) today<sup>52</sup>.

It is common to quantify the time value of money using a “discount rate”. The discount rate is analogous to an interest rate, except that it is used to discount a given sum of money from the future to today. To the contrary, an interest rate is used to grow a given sum of money from now into the future.

So why is this important in the context of gas balancing? If a party has overproduced gas such party has received the benefit of the time value of money for the resulting revenue since the time of the overproduction up to the time of the balancing<sup>53</sup>.

This raises the question of whether interest should be paid on the amounts due in cash balancing. The sentiment of the industry appears to be that the underproducers’ failure to take and sell their gas should prohibit them from receiving an interest on the money that they recover at a later date. Therefore, as a general rule, the time value of money plays in favor of overproducers<sup>54</sup>. The industry argues that the payment of interest would encourage parties not to take their share of gas production.

In addition, each party may have differing gas price forecasts, but typically each party attempts to lift its gas as early as possible to optimize the net present value (NPV) of its revenue stream. In fact, the NPV impact on company economics of not lifting is usually judged to outweigh any view that companies may have about an expected future improvement in gas prices.

<sup>52</sup> See BREALEY and MYERS (2000) pp. 15-34.

<sup>53</sup> See PIERCE (1990) p. 25.

<sup>54</sup> See CAMPBELL (1983) p. 17.

To consider the impact on a company’s cash flow of selecting in-kind balancing or cash balancing at depletion of the gas field, a well-regarded paper provides an interesting “sensitivity study” in which<sup>55</sup>:

- Pricing Scenario 1 models periods of high gas prices followed by a fall in prices.
- Pricing Scenario 2 represents an opposite extreme of Pricing Scenario 1.
- Pricing Scenario 3 was in-between the other two.

In all three cases, in-kind balancing resulted in a higher NPV than cash balancing at depletion:

	Balancing In-kind	Balancing at Depletion
<b>Price Scenario 1</b>	\$495M	\$434M
<b>Price Scenario 2</b>	\$1,486M	\$556M
<b>Price Scenario 3</b>	\$744M	\$371M

Therefore, when considering the time value of money, in-kind balancing appears to be a better alternative than cash balancing at depletion.

2. *Characteristics of gas fields.* The characteristics of gas fields are relevant to the choice of a gas balancing mechanism.

Suppose that one field (the “high risk field”), only has resources and their conversion into reserves is uncertain, is served by a single capacity-constrained gas pipeline, and is remotely located in an area with extreme weather threats that may permanently halt production at any time. Suppose that a second field (the “low risk field”) has proven gas reserves, is close to all customers, is served by an unlimited number of pipelines with vacant capacity, and is guaranteed to produce reliably throughout its life.

In this example, the nature and location of the relevant fields would clearly influence the choice of gas balancing mechanism.

For the “high risk” field, the parties would be unlikely to agree to an in-kind end-of-field-life balancing agreement because they could not be guaranteed enough reserves to correct any imbalances should the field cease to produce before the end of its life. The parties would unlikely agree to ongoing in-kind balancing, because transport constraints would limit the ability for one party to take additional gas to correct imbalances without reducing others’ takes. The most commercially sensible solution would be a cash balancing mechanism which does not rely on the production of gas to correct imbalances.

By contrast, for the “low risk” field, the parties would be willing to agree to either an ongoing or an end-of-field-life in-kind balancing arrange-

<sup>55</sup> See DANIEL and KELKAR (1991) p. 4. In the three scenarios, the life of the gas well was 12 years and the values were referred in U\$S.

ment. With a reliable supply of gas and unconstrained pipeline capacity, conditions are far more conducive to in-kind balancing. For example, in-kind balancing in such an unconstrained situation would not impact other parties' nominations or takes. In the “low risk” field, overbalanced and underbalanced parties have greater flexibility to correct imbalances on an in-kind basis.

Another way to analyze this issue is to look at the field depletion profile of the relevant gas field: *i*) the initial period, *ii*) the plateau period, and *iii*) the declining period. The end of the declining period, or in other words, the end-of-field-life is an economic event and not a physical one. At some point the operating committee will agree that the operating costs of extracting additional gas will fall below the revenue that can be gained from selling such gas. At that point the field has reached the end of its economic life, even though there may be gas remaining in the reservoir.

Some parties refer to it as “depletion” or “permanent cessation” of gas production, but the gist is that at the end-of-field-life the parties generally trigger the cash-balancing mechanism. If from scratch the parties to a GBA have a reasonable certainty that the end-of-field-life is too far (*e.g.*, 20 years), then it would be wise to establish a periodic cash balancing scheme and not wait during decades<sup>56</sup>.

To see how important the different phases in a gas field are and the risk that exists in not balancing before depletion, the AIPN GBA has defined “Plateau Period” as: “The period during which Gas Production *is maintained at or near full capacity, from immediately before that production capacity begins its material decline as a result of reservoir depletion* in accordance with the Development Plan or as otherwise agreed by the Parties”<sup>57</sup> (emphasis added).

Furthermore, because of the risk of field depletion before balancing, the AIPN GBA has defined “Economically Recoverable Reserves” as: “The quantities of Natural Gas *estimated to be commercially recoverable from known accumulations within the Exploitation Area, less quantities reasonably expected to be used in Joint Operations, as from a given date in accordance with the Development Plan*”<sup>58</sup> (emphasis added).

3. *Actual or theoretical production.* Normally in the industry, overproduction is assessed by what is *actually* produced, rather than what *can* be produced. Imbalances are calculated based on *actual* production, not *potential* production.

The terms “overproduction” and “underproduction” are two sides of the same coin. If one or more parties have overbalanced, then one or more parties must be underbalanced by an equivalent total volume and vice versa. This

<sup>56</sup> See AIPN (2014a) Art. 8.2.

<sup>57</sup> See AIPN (2014a) Art. 1.1.

<sup>58</sup> See AIPN (2014a) Art. 1.1.

would not necessarily be the case if you take potential production. Take for example the *Pohokura* case<sup>59</sup>.

But some GBAs take a different approach based on theoretical full production rather than actual production (an author refers to them as European-style GBAs). The analysis begins with a determination by the operator of the maximum production available. Each party is entitled to take its share of the available production. Under this approach, a party that takes its assigned share of natural gas cannot be overproduced or underproduced, even if the other parties are not taking their share of gas. This method of balancing is complex and subjective because it is hard to determine the maximum theoretical production<sup>60</sup>.

The GBA has to be precise on what method of balancing is being followed. The underproduced will argue that the agreement was based on actual production. The overproduced will argue for maximum theoretical production.

b) *IN-KIND BALANCING*. — In-kind balancing avoids the tricky issue of requiring the parties to place a value on their sales of gas. This is an advantage *vis-à-vis* cash balancing. Another benefit of in-kind balancing is that it best preserves the underproducers’ ability to perform in the manner originally intended under the JOA, this is taking and selling their share of the natural gas for their own account<sup>61</sup>.

But in-kind balancing (different from cash balancing) may interfere with a company’s ability to honor gas sales agreements (GSAs). Why? Because if an imbalance is large and the underproduced party intends to correct it all of a sudden, in-kind balancing may affect gas volumes that the overproduced party had originally allocated to its relevant GSA.

That is why most GBAs limit the amount of gas that can be make-up, and pre-establish the periods in which make-up gas may be taken by the underproduced party.

1. *Limits to make-up volumes*. It has been common to limit the amount of gas available to make-up underproduced volumes to 25 % limit<sup>62</sup>. If a GBA imposes a 25 % limit, and there are two parties that are overproduced, one (Party A) owning a 40 % interest in the field, and the other (Party B) owning a 20 % interest, the proportionate part of the field’s gas production that will be available for make-up by the underproduced party having a 40 %

<sup>59</sup> In such case, the potential production was 2.15 Bcm while the actual production was 1.75 Bcm. Further, there was a party (Todd) who was willing to take more than its share over the 1.75 Bcm. See § 3, f, *supra*.

<sup>60</sup> See MARCÓ (2007) p. 11.

<sup>61</sup> See GOODFELLOW and GOOLSBY (2009) p. 211.

<sup>62</sup> See LANSDOWN (1988) p. 11. See also BLANKS, MCGUIRE and POITEVENT (1992) p. 866. See an example of this clause at § 1, *supra* (*Belco* case).



participating interest in the field (Party C) would be 15% [(25 % x 40 % = 10 %) + (25 % x 20 % = 5 %)].

In volumetric terms, in a balanced field, if such field’s output is 1,000,000 m<sup>3</sup> per day, Party A’s share would be 400,000 m<sup>3</sup>, Party B’s share would be 200,000 m<sup>3</sup>, and Party C’s share would be 400,000 m<sup>3</sup>. But in an out of balanced field, the shares would be the following if a 25 % make-up limit is established: Party A’s share would be 300,000 m<sup>3</sup>, Party B’s share would be 150,000 m<sup>3</sup>, and Party C’s share would be 550,000 m<sup>3</sup>.

If Party A were to have GSAs for an aggregate contract quantity of 400,000 m<sup>3</sup><sup>63</sup>, it could incur in deliver-or-pay (DOP<sup>64</sup>) for 100,000 m<sup>3</sup>, whenever Party C exercises its make-up right. These types of situations can be handled in the context of both the GBA and the GSA without exposing the overproduced party to a “catch-22” situation, but parties must be aware of these risks before entering into the relevant GBA and GSAs.

The restriction on recouping overproduction should be loosened in a way that the underproduced party has a greater catch-up capacity as the end-of-field-life is getting closer<sup>65</sup>. For instance, during the initial period of the concession an underproduced party can receive up to 10 % of the overproduced parties’ production shares, during the plateau period a 25 %, and during the declining period a 50 % or even a 100 %.

The limit of gas each party can take may be expressed as an absolute amount (*i.e.*, “X” million cubic meters per day), or as a percentage of the underproduced or the overproduced parties’ share over production in the relevant period (*i.e.*, 125 % of the relevant participating interest). But limits are most usually expressed as a percentage of participating interest share.

Finally, the AIPN GBA contains a novel institute: a forced rebalancing right under which the underbalanced party may request the operator to make available additional make-up gas no more than two times per year: “[A]n Underlifted Party having an Underlifted Quantity in a Season shall be entitled to have the Operator temporarily *have additional Make-Up Gas made available* to such Underlifted Party from the Natural Gas that would otherwise have been lifted and taken by the Overlifted Parties in such Season”<sup>66</sup> (emphasis added).

2. *Periodicity*. Parties can agree to correct the imbalances amongst themselves on a daily, monthly or annual basis (or even longer periods).

In-kind balancing on a daily basis is common when there is a mature spot market, such as U.S. or UK.

Balancing on a monthly basis is quite a common occurrence because it impedes imbalances reaching proportions of large scale. Monthly balancing

<sup>63</sup> See MARCÓ (2007) p. 11.

<sup>64</sup> DOP contracts are discussed *infra* at § 5, f.

<sup>65</sup> See ROBERTS (2014) p. 122 (10-003).

<sup>66</sup> See AIPN (2014a) article 6.5.

ensures that all parties have access to their gas throughout the year and take their fair share of good times and bad times in the market.

Balancing on an annual basis would also be reasonable because most oil and gas fields are run on an annual decision making and budgeting cycle<sup>67</sup>.

Finally, any type of balancing should consider any seasonality of the relevant gas market to which the GBA serves. This means that imbalances arising during a “low price” season should not be corrected during a “high price” season.

The AIPN GBA notes the importance of seasonality because “many markets have a ‘high price’ period and a ‘low price’ period with a year, depending on seasonal temperature fluctuations or other factors affecting electricity consumption”<sup>68</sup>. In effect, the AIPN GBA allows balancing in kind only during the same season during which the underbalanced quantity occurred<sup>69</sup>.

3. *Forfeiture of old production.* Some GBAs encourage the underproduced party to achieve balance as quickly as possible (for instance, within two or five years after it underproduced). If the underproduced party has not achieved balance by the end of the designated period, it forfeits its right to all or part of the quantity of gas by which it is underproduced<sup>70</sup>.

4. *Cash balancing.* Cash balancing avoids the problem of large gas imbalances extremely difficult to correct via in-kind balancing. But it may create the “free rider” problem, in that the parties may sit back and wait for the others to sell gas. For example, the AIPN Guidelines Notes state that cash balancing is to be seen as a fall-back option and the intent is that this ought not to be attractive to the underbalanced party<sup>71</sup>. It further states in relation to the overbalanced party: “The [overbalanced party] should *not be seen as being ‘at fault’*, rather enabling maximum commercialization in the event that another party underlifts”<sup>72</sup> (emphasis added).

But the notion that a firm would fail to market in order to free ride off of its joint venture parties is also belied by a much bigger risk, that of failing to make sales out of a field during the life of the concession.

We will see that the challenge of this balancing mechanism is the definition of the gas price to be paid to the underproduced party.

5. *Price (alternatives).* Following an analysis of the wide array of alternatives to define gas price that the parties to a GBA have at hand.

<sup>67</sup> A caveat should be made in respect of unconventional fields which generally run on a multi-year basis. See ROBERTS (2012) p. 108.

<sup>68</sup> See AIPN (2014a) p. 8.

<sup>69</sup> See AIPN (2014a) article 6.2.A.

<sup>70</sup> See AIPN (2014a) article 8.2 (Alternative #2).

<sup>71</sup> See AIPN (2014b) p. 26.

<sup>72</sup> *Id.*, p. 7.

I. *Actual price.* Parties may provide that the price to be received by the underproduced party is the actual price received by the overproduced party.

Some authors state that this approach penalizes a party who has actively negotiated a convenient GSA and incurred in marketing costs and allows the party who has not actively marketed its gas to obtain the advantages of the overproduced party’s marketing efforts without incurring in costs<sup>73</sup>.

Admittedly, marketing costs are vastly smaller relative to costs of exploration, development and production of gas. Further, they are offset by the intangible (but real) benefits the party incurring those costs enjoys due to its increased market presence and preeminence in the minds of potential consumers.

Additionally, this approach is intrusive according to certain authors, because it requires overproducers to reveal their marketing agreements and information, which generally is confidential<sup>74</sup>.

II. *Theoretical price.* Parties may provide that the price to be received by the underproduced party is a price which the underproduced party would theoretically have received if it had sold its own gas. It is not difficult to foresee how this system may be a “trouble-maker”<sup>75</sup>.

III. *Market price.* Parties may provide that the price to be received by the underproduced party is the “market price”<sup>76</sup>. But what does this mean? The overproduced party contract prices? The market average price? The price applicable to which gas user? The price published by a regulatory agency, or by recognized press (*e.g.*, Platts, Reuters, etc.)? The price obtained only in third-party arm’s length transactions? The spot price? The import-parity or export-parity price? All in all, different from crude-oil, the notion of “gas price” is a conundrum in many domestic markets and this must be considered when using the “market price” benchmark for cash balancing.

For example, considering the importance of an accurate market gas price, the AIPN GBA defines arm’s length transaction as: “Contractual and price terms and conditions *freely agreed* to with an independent, non-Affiliate, third party or, if with an Affiliate, contractual and price terms and conditions for a similar product generally existing between willing sellers and willing buyers in the same market and at the same time between independent, Non-Affiliated, third parties”<sup>77</sup> (emphasis added).

IV. *Accounting parlance: FIFO or LIFO.* In cash balancing, two accounting terms become relevant: FIFO (“first in, first out”) or LIFO (“last in, first out”). They respond to the question of which gas has not been recovered for balancing purposes? GBAs may provide that when balancing commences, the

<sup>73</sup> See BLANKS, MCGUIRE and POITEVENT (1992) p. 870.

<sup>74</sup> See GOODFELLOW and GOOLSBY (2009) p. 211.

<sup>75</sup> *Id.*, p. 870.

<sup>76</sup> *Id.*, p. 870.

<sup>77</sup> See AIPN (2014a) Article 1.1.

first gas recovered is *i*) the first gas stored or underproduced, or *ii*) the last gas stored or underproduced<sup>78</sup>.

We will explain these issues through an example of the Argentine gas domestic market brought by a scholar<sup>79</sup>:

*Potential clients:* In the Argentine domestic market these would be your major clients:

- *Residential users:* Price ranges from U\$S 0.50 to U\$S 1.60 per MMBtu.
- *Compressed natural gas (CNG) used as fuel in vehicles:* Price ranges from U\$S 2.50 to U\$S 3.00 per MMBtu.
- *Power plants:* Price ranges from U\$S 3.00 to U\$S 4.00 MMBtu.
- *Industries/Marketers:* Price ranges from U\$S 4.00 to U\$S 5.00 MMBtu.

*Joint venture:* Producer “A” and “B” each own a 50 % participating interest in the Vaca Muerta Gas Concession. From 2013 (time at which accounts were balanced) up to the year 2015, Producer “B” did not take any gas. During the years 2013 and 2014, Producer “A” sold gas to residential customers at a price of U\$S 0.50 MMBtu. Afterwards, it gained industrial market at U\$S 4.00 MMBtu. By mid-2015, Producer “B” was underproduced by 600 MMm<sup>3</sup>. At that point in time, Producer “B” started taking make-up gas, but the concession ended in January 2016.

How should the parties proceed with cash balancing? This would depend on which definition of “gas price” was used by the parties (actual, theoretical or market).

*Actual price received:* The first question to be asked is “which gas has not been recovered?”. If the remaining gas in storage was the gas stored by Producer “B” during the years 2013 and 2014, the gas stored would be valued at 0.50 per MMBtu. If the gas remaining in storage was the gas stored during the year 2015 by Producer B, it would be valued at U\$S 4.00, which would mean that Producer “A” would have to pay a greater amount of money for the gas stored.

A possible solution to this case would be to determine that the first gas recovered is the first gas stored (FIFO). The result would change dramatically if the criteria to be used is that the first gas recovered is the last gas stored (LIFO).

*Theoretical price:* In such case, it would be very hard for the parties to determine the segment of end users to which the underproduced Producer “B” would have been able to sell its natural gas. What if Producer “B” had an affiliate company which owned a gas combined-cycle power plant that would have purchased its gas at U\$S 4.00 MMBtu? Would it be entitled to get that price when cash balancing?

*Market price:* There is no single or uniform “market price” in Argentina (and many other markets). It depends on who is your client. Should

<sup>78</sup> See CAMPBELL (1983) p. 17.

<sup>79</sup> See MARCÓ (2007) pp. 15-16. The example was adapted to the current Argentine scenario.

the parties establish an average price considering the different gas prices of the domestic market? Furthermore, certain gas prices may be subject to Government interference (residential users), while other not (industry). This explains why a “market price” benchmark may be problematic in many marketplaces.

6. *Periodicity.* Cash balancing also raises the question on which should be the periodicity for implementing it. Again, there are many alternatives: to balance decennially, annually, semesterly, monthly, weekly, daily, or even hourly.

Long periods (such as waiting until the end of the concession) raise serious financial issues. Rebalancing at the end of the concession both represents a substantial credit risk to the underproduced party and deprives the underproduced party of the revenue it needs to finance development funds. In concrete, waiting until depletion for cash balancing runs the risk that the overproducer may be unable to satisfy a large cash liability<sup>80</sup>.

On the other hand, ongoing monthly cash balancing would incentivize the “free rider” problem we described above.

Some authors recommend yearly cash balancing because *i*) it does not penalize an overproduced party for aggressively marketing its production as it had the use of the money associated with the overproduction for a year, and *ii*) at the same time it eliminates the financial issue raised above.

Further, the average gas price over a year will neutralize the fluctuations that occurred over a year and neither party will be able to game the system by only balancing during the months when the gas prices are high<sup>81</sup>.

The AIPN GBA contains three options for exercising cash balancing right: *i*) if it has remained unbalanced for “x” consecutive contract years, the underbalanced party may require the operator to cause the overbalanced party to pay cash for such underbalanced quantity using the price for that season<sup>82</sup>; *ii*) cash balancing upon termination of the JOA<sup>83</sup>; or *iii*) cash balancing when “x” percent of the economically recoverable reserves of the gas field have been produced<sup>84</sup>.

7. *Marketing costs.* Certain GBAs provide that the overproduced party is entitled to a “marketing fee” between 2 % and 5 % of the amount paid in cash balancing to the underproduced party. This would act as a reward for the overproducer and a penalty for the underproducer.

The AIPN GBA includes a formula for cash balancing which discounts to the proceeds received by the overbalanced party the taxes and royalties paid

<sup>80</sup> See GOODFELLOW and GOOLSBY (2009) p. 212.

<sup>81</sup> See DANIEL and KELKAR (1991) p. 4.

<sup>82</sup> See AIPN (2014a) article 8.2.

<sup>83</sup> See AIPN (2014a) article 8.3.

<sup>84</sup> See AIPN (2014a) article 8.4.

by the overbalanced party (if any) and the reasonable marketing expenses required for the sale of the overbalanced quantity<sup>85</sup>.

c) *COMBINATIONS*. — Parties should be open to combine both methods. Typically, parties will choose in-kind balancing and provide for cash balancing when the declining period of the gas field commences. Alternatively, parties establish in-kind balancing as the general rule, but provide cash balancing every five or ten years, depending on the characteristics of the gas field. In other words, if the goal is to maintain gas imbalances to a minimum, it would be imperative to use both methods<sup>86</sup>.

For instance, the AIPN GBA establishes that the lifting entitlement percentage of each party (*i.e.*, the amount of gas each of them may take) will equal its participating interest in the gas field. That is the principle until a certain point in time. The AIPN GBA gives two options: *i*) until “x” years to be determined by the parties, or *ii*) until the end of the plateau period. At that point in time, the AIPN GBA calls for a “redefinition of lifting entitlement percentages”, by deducting any overbalanced quantity or adding any underbalanced quantity to the relevant participating interest, and calculating such sum over the quantity of remaining economically recoverable reserves to be produced from the gas field<sup>87</sup>.

Finally, an alternative in lieu of cash balancing at the cessation of production is to honour the make-up volumes from another source of production (*e.g.*, a gas field owned by the overproduced party in that same basin or in another basin of the country)<sup>88</sup>. GBAs should be flexible in this respect and specifically contain a right of the overproducer to offer this kind of swap deals, to which the underproduced could not unreasonably oppose.

d) *HOW TO BALANCE IN THE ABSENCE OF A GBA?* — The idea that a JOA would permit parties to take more than their gas share, but not be obligated to address the imbalances that would inevitably arise, has no commercial sense. It is implicit in a JOA that a party would be able to overproduce contingent upon an obligation to compensate the underbalanced party. Otherwise, the contract would have a bad incentive.

Hence, even when parties have not signed a GBA, it is generally understood within the industry that underproduced parties nonetheless have a right to recoup their specified shares based on the JOA or equity theories<sup>89</sup>.

But how to balance in the absence of a GBA? Cash-or-Gas? If cash, how to determine the price for balancing?

<sup>85</sup> See AIPN (2014a) article 8.5.

<sup>86</sup> See BLANKS, MCGUIRE and POITEVENT (1992) p. 868.

<sup>87</sup> See AIPN (2014a) article 7.4.

<sup>88</sup> See PIERCE (1990) p. J-9.

<sup>89</sup> See MOON (1993) p. 411.

Professor David E. PIERCE summarized: “The balancing jurisprudence to date can be summarized as follows: Courts will try to identify the problems and motivations of the parties, evaluate how their action or inaction has impacted each party, and arrive at a remedy the court thinks is fair under the circumstances. *Precedent is of little value; the equities are adjusted on a case-by-case basis*”<sup>90</sup> (emphasis added).

Taking that into consideration, it is worthy to analyze how courts have adjudicated different balancing disputes.

In re *Doheny v. Wexpro Co.* (1992), the U.S. Court of Appeals for the Tenth Circuit posed a straight question: “In these appeals we are asked to determine, in the absence of a formal gas balancing agreement, *the proper remedy to correct a gas production imbalance*”<sup>91</sup> (emphasis added).

In the instant case, several producers held participating interests in certain oil and gas leases in the State of Wyoming. During 1989, BHP Petroleum Inc. sold its share of gas at an average of U\$S 2.00 per MMBtu. Mobil Oil Company was paid \$ 1.45 per MMBtu for the same period. DOHENY (the plaintiff) did not sell its gas share, although it had received offers of U\$S 1.40 per MMBtu and U\$S 1.78 per MMBtu. In other words, Doheny had received offers substantially close to the ones received by BHP Petroleum Inc. and Mobil Oil Company but had rejected them.

On June 1990, plaintiff filed a lawsuit asserting it was entitled to cash balancing to cure the underproduction in the leases. Plaintiff sought a declaratory judgment requiring the parties to balance production in cash until such time as a formal GBA was executed.

First, the Court of Appeals introduced the so-called “two methods” for achieving gas balancing: “*In kind balancing* allows an *underproduced party to take a designated percentage of the overproduced parties’ gas* until a balance is reached. [. . .] *Cash balancing*, on the other hand, requires *the overproduced party to compensate the underproduced party in cash* to effectuate a balance. This cash payment is normally based on the price the overproduced [party] received for the gas”<sup>92</sup> (emphasis added).

The District Court had held balancing in-kind was the preferred method for gas balancing in the industry. Also, the Court of Appeals confirmed that authorities (*i.e.*, case law and scholars) reflected “a prevailing sentiment to use in-kind balancing unless the equities dictate otherwise”. In this regard, it stated that “historically, equities requiring cash balancing have included well depletion and an inability to *receive delivery of the gas production in-kind*”. The Court then concluded that “*it is undisputed that neither of these considerations is present in the instant case*”<sup>93</sup>.

To support that, the Court of Appeals considered that plaintiff was able to sell its gas, but not at a price it deemed appropriate. In this regard, it

<sup>90</sup> See PIERCE (1990) p. 166.

<sup>91</sup> See *Doheny v. Wexpro Co.* (1992) p. 2.

<sup>92</sup> *Id.*, pp. 2-3.

<sup>93</sup> *Id.*, p. 3.

concluded that “an inability to market gas at a price that the underproduced party deems satisfactory is not an equity that dictates cash balancing”<sup>94</sup>. As *obiter dicta*, it stated that “Cash balancing, if universally and automatically applied, would force persons like plaintiffs to sell their gas at a price they might deem unacceptable. *Cash balancing, as an after the fact option for interest owners like plaintiffs, would give them a speculative advantage to take in-kind in a rising price market and to take the cash in a declining market*”<sup>95</sup> (emphasis added).

In the same vein, on April 26, 1990, the U.S. Court of Appeals for the Fifth Circuit decided that “balancing in-kind is the preferred method of remedying underproduction” although “circumstances may exist which make balancing in-kind inequitable”. It further concluded that “the inability to market gas” is not a circumstance that automatically entitles to request cash balancing, and stated that “this is particularly true in view of the fact that the property at issue is not nearing depletion”<sup>96</sup>.

The facts of the case were the following. Pogo Producing Company sued Shell Offshore Inc. a cash recovery for approx. 300 MMm<sup>3</sup> of underproduced gas in relation to a federal lease on the outer continental shelf of the U.S.

Pogo grounded its claim on Section 10.4 of the JOA that established: “Any party’s failure to timely take or sell its share of gas production shall not prohibit the other party or parties from producing their share of production, *provided that non-producing party or parties may recoup or recover their share from future production and/or in cash by a suitable agreement*”<sup>97</sup> (emphasis added).

But the District Judge denied Pogo’s claim concluding that under Section 10.4 of the JOA the parties had simply made an “agreement to agree”. In fact, all lessees except Pogo had executed a GBA. Pogo objected to a provision in the GBA that, in consideration of the overproducer’s marketing effort, it required an underproduced party who commenced to take “make-up gas” to transfer to the operator any monetary difference between the value of the make-up gas volume and the value of the gas when taken by the overproduced party.

Further, the District Judge stated that, in the absence of a GBA, the custom and usage of the industry required balancing in-kind, because “the rule favoring balancing in kind, as a general matter, discourages an underproduced party from alternatively demanding balancing in cash or in kind as the market favors him”<sup>98</sup>. The Court of Appeals affirmed the judgment.

But there are court rulings ordering cash balancing too. In the context of a dispute between overproduced and underproduced parties that had no GBA, the U.S. regulatory agency of Louisiana ordered the overproduced to

<sup>94</sup> *Id.*, p. 3.

<sup>95</sup> *Id.*, p. 3.

<sup>96</sup> See *Pogo Producing Co. v. Shell Offshore, Inc.* (1990) p. 3.

<sup>97</sup> *Id.*, p. 1.

<sup>98</sup> *Id.*, p. 1.



make up the balance by way of cash balancing “based upon the actual price received on a month-to-month basis and on a unit-by-unit basis”<sup>99</sup>.

The agency reasoned that, from 1983 to 1985, before the U.S. gas market converted into a spot market, there was no “viable market” for selling gas. But for the period January 1, 1986 onwards, when the parties had a “viable market”, the Agency ordered that the share of unit production of any owner not a party to a GBA was to be portioned and accounted for as follows: “a) Any underproduced owner shall be entitled to take and market his share *plus an additional amount determined by multiplying 37.5 % of the joint interest share of an overproduced owner or owners by a fraction*, the numerator of which is the percent interest in the unit of said underproduced owner and the denominator of which is the total percentage interest of all underproduced owners then recouping gas. *The first gas recouped shall be attributable to the first gas taken by an overproduced owner as overproduction.*

”b) In the event a unit is depleted and sales permanently cease therefrom and the owners are not in balance, the overproduced owners shall account in cash to the underproduced”<sup>100</sup> (emphasis added).

Amoco appealed the Agency’s order to the District Court, which reversed the order on the ground that the agency had exceeded his statutory authority in ordering cash balancing. The Louisiana First Circuit Court of Appeals reversed the district court and reinstated the reasoning of the Agency.

In *United Petroleum Exploration, Inc. v. Premier Resources, Ltd.*, plaintiff brought suit against the operator of the area for the make-up of defendant’s overproduction of gas from the well<sup>101</sup>.

During 1977, defendant had sold the well’s entire production to its purchaser for six months, while plaintiff became totally underproduced because it did not connect the well with a pipeline to market its share. Plaintiff sought in-kind balancing to make up its proportionate share of gas which defendant had sold during the six month period when the defendant had the only pipeline connection. Alternatively, it requested cash balancing based upon the fair market value of the gas.

The court found that in-kind balancing was inappropriate because the plaintiff had not provided any facilities for marketing its gas share during the six month period in question. The court then held that cash balancing based on the actual price received by the defendant was the proper remedy. The court grounded its decision on the fact that plaintiff had deliberately delayed selling its share of gas in order to obtain a higher price. The court thus found that the equities in the factual situation presented favored cash balancing at the price received by the overproduced party even though the market price was higher than the price actually received.

<sup>99</sup> See *Amoco Prod. Co. v. Thompson* (1987) p. 1.

<sup>100</sup> *Id.*, p. 1.

<sup>101</sup> See *United Petroleum Exploration, Inc. v. Premier Resources, Ltd.* (1980).

In conclusion, a case-by-case analysis evidences that courts may impose either in-kind or cash balancing (or both), depending on the facts and equities involved. Although the “rule of thumb” is in-kind balancing, equity reasons may justify cash-balancing.

## § 5. MISCELLANEOUS

a) *OPERATOR’S LIABILITY?* — It is beyond the control of the operator to maintain balance among the interest co-owners of a gas field. This is one area which is specifically placed outside his realm of responsibility. Thus, as a general rule, operator would not be liable for any damages suffered by an underproduced party<sup>102</sup>.

However, there are particular cases in which the JOA and the GBA may charge on the operator a specific obligation, which if breached, may derive in the operator’s liability.

For instance, the AIPN GBA establishes that if the operator determines that 100% of an overbalanced party’s participating interest share of the ultimate recoverable reserves of the gas field has been lifted by such party, the operator must not allow such party to lift gas until the accounts of the underbalanced parties are balanced<sup>103</sup>.

Thus, the operator may be held liable for allowing the overproduced party to continue taking gas even when the GBA establishes otherwise.

b) *ROYALTIES.* — A GBA should allocate responsibility for royalty payment among the parties in order to avoid problems with the relevant lessor or government. Any failure to pay may jeopardize the mining rights that underlie any JOA and GBA.

Some GBAs state that an underproduced party must pay royalties regardless it is not marketing the gas. The justification is that such party arguably took the risk of not marketing the gas. Others take the approach that each party should make royalty payments for gas sold, taken or delivered, based on equity reasons. They rhetorically ask: If you don’t sell and receive the money, why pay royalties? If the overproduced party is already receiving the benefits of the “time value of money”, why the underproduced party should also pay the royalties?<sup>104</sup>

The AIPN GBA replies by establishing that: “Each party that lifts natural gas shall pay, or cause to be paid, the royalties and taxes *due on the quantities of natural gas the party lifts*”<sup>105</sup>.

<sup>102</sup> See SMITH (1987) p. 390.

<sup>103</sup> See AIPN (2014a) article 7.7.

<sup>104</sup> See DANIEL and KELKAR (1991) p. 6.

<sup>105</sup> See AIPN (2014a) article 12.1. Emphasis added.

c) *ENFORCEMENT OF THE GAS BALANCING AGREEMENT IN BANKRUPTCY*. — In order to secure any balancing credits, it is suggested that the rights of the underproduced parties be evidenced by a recorded lien and a perfected security interest in a separately recorded security document, so that credit may be enforceable in the context of the overproducer’s bankruptcy and prevail over the rest of the overproducers’ debts<sup>106</sup>.

d) *SALE OF IMBALANCED PROPERTIES*. — Practitioners suggest that purchasers of an interest in gas fields must carry out a due diligence to identify any gas imbalances associated with such asset. The purchase price should be adjusted according to the resulting value for the imbalance. If the property is overproduced, a reduction in the value is necessary. Conversely, underproduction requires an increase in value. Of course, such value shall be determined following the balancing mechanism selected in the GBA governing the gas field<sup>107</sup>.

Further, an express representation by Buyer should be made. Following a suggestion: “Buyer expressly acknowledges (i) Seller’s current overproduction position in the [indicate name of gas field] Gas Balancing Agreement up to an amount of [indicate volume]; and (ii) that Buyer’s entitlement to the gas production from the [gas field] is currently subject to the terms of such Gas Balancing Agreement, which existence and content Buyer hereby acknowledges”.

e) *GAS LIQUIDS*. — Natural gas liquids are defined as: “Hydrocarbons produced with the Natural Gas but are separated in the form of liquid hydrocarbons through absorption, condensation, adsorption or other method and include ethane, propane, butane and iso-butane, pentane-plus, and condensate”<sup>108</sup>.

It is not the purpose of GBAs to deal with gas liquids obtained from primary field separation. In such case, gas liquids become equally as mobile as crude-oil. Thus, GBAs generally allow parties to each sell their gas liquids obtained from primary field separation<sup>109</sup>.

In respect of liquids that are removed from gas off the lease or concession, provision must be made if there is cash balancing. In effect, parties may negotiate that the underproduced party may request to the overproduced party that sold both dry gas and its liquids, that it should include the revenues of both sales in the relevant cash balancing settlement<sup>110</sup>.

<sup>106</sup> See DANIEL and KELKAR (1991) p. 7.

<sup>107</sup> See BORREGO (1991) p. I-36.

<sup>108</sup> See AIPN (2014a) article 1.1.

<sup>109</sup> See WALKER (1985), p. E-7.

<sup>110</sup> See CAMPBELL (1983), p. 17.

f) *IMPACT ON GAS SALES AGREEMENTS*. — Gas sales agreements (or *GSA*s) typically contain *take-or-pay* (TOP) and *deliver-or-pay* (DOP) clauses. They fundamentally follow the same pattern. Both specify a monthly or annual minimum quantity of gas that the buyer or seller has to take or deliver, respectively, and if not, pay for it. Such clauses are well-known in project financing of “gas-to-power” and LNG export projects, because they protect parties from “volume risk” and are key to securing an “income stream”<sup>111</sup>.

The difference is the following: the seller that paid a DOP “penalty” because it did not deliver the minimum gas quantity to its client has no credit against its client. Conversely, the purchaser that paid a TOP “penalty” because it did not take the minimum gas quantity to its supplier has a “volume” credit against its supplier. That credit is called “make-up gas” and it basically consists of a right to call in the future for gas in excess of the minimum gas quantity.

So what if the buyer calls make-up gas under the GSA at the same time in which the underproduced party calls make-up gas under the GBA? If possible, parties should coordinate both make-up clauses. If that is not possible, an author almost sarcastically states that the overproduced party may have to choose between breach of the GSA or breach of the GBA<sup>112</sup>.

Since the JOA and the GBA are generally drafted before the parties sign a GSA, the method for making up imbalances under the GBA may be much different than that provided for in the GSA.

Thus, one suggestion raised by scholars is to include a clause like the following in the GBA: “In the event any party enters into a subsequent agreement(s) for the disposition of its Gas, including but not limited to a gas sales agreement(s), *such party shall make the rights of its purchaser to take gas under such subsequent agreement subordinate to the rights of the Underproduced Parties to balance Gas in kind* under this Agreement”<sup>113</sup> (emphasis added).

It may be difficult that the purchaser will admit this “blank check”. So the producer may have to at least guarantee a minimum volume that will be firm and unaffected from any make-up gas under the GBA.

Finally, parties to the GBA could grant indemnity covering third party claims to protect the parties against claims by another party’s gas purchaser<sup>114</sup>.

g) *ACCOUNTING*. — For financial accounting purposes, there are two methods of recognizing revenues under a gas joint venture: the “sales” and

<sup>111</sup> See LANARDONNE and DE GYARFAS (2014) p. 1.

<sup>112</sup> See SMITH (1987) pp. 397-398.

<sup>113</sup> *Id.*, p. 398.

<sup>114</sup> See DANIEL and KELKAR (1991) p. 7.

the “entitlement” methods. Both are generally accepted accounting methods, but the sales method is the more popular of the two<sup>115</sup>.

Using the sales method, the interest owners recognize their actual sales of gas regardless of the amount of production they are entitled to for the period. Using the entitlement method, each owner recognizes revenue based on its ownership share of total gas produced during the period, regardless of which owner actually sells and receives payment for the gas<sup>116</sup>.

## § 6. CONCLUDING REMARKS

In some countries you would never hear of a GBA or of a gas balancing dispute. In other countries, balancing would be an issue of a past era but its word would disappear for another era until it comes back. GBAs are a product of a chain of events. If a link is absent, no chain will exist.

The inception of gas imbalances is multi-fold. They arise among producers because of a set of cumulative factors: the “storage” limitation problem of natural gas, the cyclical fluctuation of gas demand, the “split-stream” sale of gas, the characteristic of the relevant gas market, and the gas marketing strategy of each producer.

The quest for balancing an imbalance is not only feasible through the “cash-or-gas” dilemma. Avoiding or mitigating gas imbalances is possible without a GBA and the classic in-kind or cash balancing remedies. Indeed, co-owners of a gas field may jointly sell gas production, or one of them may market the entire production on behalf of the others, or parties may structure any marketing strategy of the like. Other coercive alternatives exist to prevent gas imbalance generation or accumulation such as State or JOA “interventionism”. But in free market economies all these methods may not be available.

So why are we talking about GBAs? Because if you happen to work in a country where its gas market is prone to gas imbalances and no alternative methods are eligible or selected by the joint ventures parties, you must think of a GBA. But why?

GBA disputes are like a box of chocolate as “you never know what you’re gonna get”. Although there is a sentiment in favor of in-kind balancing and against cash balancing, jurisprudence shows that “precedent is of little value; the equities are adjusted on a case-by-case basis”<sup>117</sup>. Thus, not having a GBA results in an unacceptable level of uncertainty and the potential loss, by an underproducer, of substantial value<sup>118</sup>.

<sup>115</sup> See WRIGHT and GALLUN (2008) p. 352.

<sup>116</sup> *Id.*, p. 352.

<sup>117</sup> See PIERCE (1990) p. 166.

<sup>118</sup> See GOODFELLOW and GOOLSBY (2009) p. 219.

A GBA is designed for anticipating the uncertainties surrounding gas imbalances among co-owners of a gas field and for correcting them without disputes.

A well-designed GBA must be sufficiently flexible to interplay the two principal balancing methods (in-kind and cash) in order to *a*) maintain imbalances at a minimum and gas production at a Maximum Efficient Rate, *b*) protect both underbalanced and overbalanced parties by way of preventing overproducers from exacerbating their “time value of money” benefit of taking excess gas and underproducers from gaming the market in times of low prices to maximize their revenues in detriment of their partners, and ultimately, *c*) make equity work in a real-life gas field.

But it is not (only) about the election or combination of two balancing methods. Other (big) issues and responsibilities are at stake. The importance of a sound GBA is generally underestimated by joint venture parties. This article identified the risks that such an approach may have over parties.

So, if you have just discovered a gas field and you are about to enter into its development phase, watch out: *a GBA might be off the radar, but it is fundamental.*

## § 7. ANNEX

### *Table of conversions*

Natural gas (NG) and liquefied natural gas (LNG)	To					
	billion cubic metres NG	billion cubic feet NG	million tonnes oil equivalent	million tonnes LNG	trillion British thermal units	million barrels oil equivalent
From	Multiply by					
1 billion cubic metres NG	1	35,3	0,90	0,74	35,7	6,60
1 billion cubic feet NG	0,028	1	0,025	0,021	1,01	0,19
1 million tonnes oil equivalent	1,11	39,2	1	0,82	39,7	7,33
1 million tonnes LNG	1,36	48,0	1,22	1	48,6	8,97
1 trillion British thermal units	0,028	0,99	0,025	0,021	1	0,18
1 million barrels oil equivalent	0,15	5,35	0,14	0,11	5,41	1

Source: BRITISH PETROLEUM (2015).

### *Conversion of prices from one basis to another*

“C” equals one hundred (100).

“Ccf” equals the volume of 100 cubic feet (cf) of natural gas.

“M” equals one thousand (1,000).

“MM” equals one million (1,000,000).

“Mcf” equals the volume of 1,000 cubic feet (cf) of natural gas.

“MMBtu” equals 1,000,000 British thermal units (Btu); one Btu is the heat required to raise the temperature of one pound of water by one degree Fahrenheit.

“Therm”: One therm equals 100,000 Btu, or 0.10 MMBtu

\$ per Ccf divided by 1.028 = \$ per therm

\$ per therm multiplied by 1.028 = \$ per Ccf

\$ per Mcf divided by 1.028 = \$ per MMBtu  
 \$ per Mcf divided by 10.28 = \$ per therm  
 \$ per MMBtu multiplied by 1.028 = \$ per Mcf  
 \$ per therm multiplied by 10.28 = \$ per Mcf

Source: U.S. Energy Information Administration (EIA) (2016).

## BIBLIOGRAPHY

### 1. Books

- BREALEY, Richard A. and MYERS, Stewart C. (2000): *Principles of Corporate Finance* (London, Irwin McGraw-Hill, sixth edition).  
 DOWNEY, Morgan (2009): *Oil 101* (New York, Wooden Table Press LLC).  
 ROBERTS, Peter (2012): *Joint Operating Agreements* (London, Globe Law and Business).  
 ROBERTS, Peter (2014): *Gas and LNG Sales and Transportation Agreements* (London, Sweet & Maxwell, fourth edition).  
 WATSON, William D. (1994): *Gas Dispatch, Allocation, and Balancing Agreement. A Proposed Form* (Chicago, American Bar Association, monograph series # 22), Section of Natural Resources, Energy and Environmental Law.  
 WRIGHT, Charlotte J. and GALLUN, Rebecca A. (2008): *Fundamentals of Oil Gas Accounting* (Tulsa, PennWell, fifth edition).

### 2. Articles

- BLANKS, Edel F. III; MCGUIRE, Robin D. and POITEVENT, Edward B. II (1992): “A Primer on Gas Balancing”, *Loyola Law Review*, Volume 37, Number 4: pp. 831-838.  
 BORRERO, Theodore R. (1991): “Gas Balancing Agreements. Selected Problems and Issues”, *Institute on Oil & Gas Law and Taxing*, Vol. 40: pp. 4.1-4.12.  
 CASAL, Daniel (2014): “Panorama de los contratos de operación para la actividad hidrocarburífera”, *RADEHM*, n° 1: pp. 1-33.  
 COULL, David (2011): “Disjointed Joint Ventures: Pohokura Gas Balancing Litigation”, AMPLA Conference 2011, available at [www.bellgully.com](http://www.bellgully.com) (last access: 4/4/2016).  
 CHRISTIANSEN, Mark D. (1994): “A Comparison of the Model Form Gas Balancing Agreements: Catching Up With A Changing Market Environment”, *Proceedings of the Rocky Mountain Mineral Law 40<sup>th</sup> Annual Institute*, Rocky Mountain Mineral Law Institute, Vol. 40-1: pp. 1-54.  
 DANIEL, L. S. and KELKAR, B. G. (1991): “Gas Balancing Between Working Interest Owners: An Engineer’s Perspective”, SPE 22619, Society of Petroleum Engineers, available at <http://dx.doi.org/10.2118/22619-MS> (last access: 4/14/2016).  
 GOODFELLOW, Maine Stephan and GOOLSBY, George F. (2009): “Gas balancing agreements”, *Oil and Gas: A Practical Handbook*, *Globe Law and Business*, London: pp. 203-220.  
 GUNDERSEN, Bryan N. and MACDONALD, Phillipa (2011): “Todd v. Shell and OMT: implications for JV parties of using model agreements”, *Journal of World Energy Law & Business*, vol. 4, No. 2: pp. 193-194.

- HOEFLING, Wade A. (1989): “Gas Balancing Problems in a Deregulated Market: Changes and Possible Solutions under Oklahoma Law”, *Tulsa Law Journal*, Vol. 25: pp. 63-96.
- KUNTZ, Eugene (1989): “Gas Balancing Rights and Remedies in the Absence of a Balancing Agreement”, *Rocky Mountain Mineral Law Institute*, Vol. 35: pp. 13.1-13.5.
- LANARDONNE, Tomás and DE GYARFAS, Vera (2014): “Drafting Lessons From the ‘Deliver-Or-Pay Wars’ of the Southern Cone”, at [www.kslaw.com/library/newsletters/energy/newsletter/2014/june/article1.html](http://www.kslaw.com/library/newsletters/energy/newsletter/2014/june/article1.html) (last access: 5/19/2016).
- LANSDOWN, Scott (1988): “The Use of Gas Balancing Agreements in Texas”, *Corporate Council Review*, Vol. VII, No. 2: pp. 1-36.
- LANSDOWN, Scott (1999): “What to Do When the Gas is Gone: Gas Balancing Issues That Arise at the Cessation of Production”, *Advanced Oil, Gas and Mineral Law*, State Bar of Texas, 1999, at [www.texasbarcle.com/Materias/Events/1797/53616.htm](http://www.texasbarcle.com/Materias/Events/1797/53616.htm) (last access: 5/19/2016).
- MARCÓ, Teodoro (2007): “Gas Balancing Agreements – An Argentine Perspective”, *International Mining & Oil & Gas Law, Development and Investment*, Rocky Mountain Mineral Law Foundation: pp. 26.1-26.34.
- MOON, Mickey S. (1993): “Assigning Gas Balancing Rights in the Absence of a Gas Balancing Agreement”, *Energy Law Journal*, vol. 14: pp. 407-437.
- NICHOLSON, Paul (1999): “Gas Balancing”, *Oil and Gas Infrastructure and Midstream Agreements*, David, Martyn R. (ed.), (London, Langham Legal Publishing) pp. 156-184.
- NIEBRUGGE, Thomas W. (1977): “Oil and Gas: Production Imbalance in Split Stream Gas Wells. Getting Your Fair Share”, *Oklahoma Law Review*, vol. 30: pp. 955-980.
- PIERCE, David E. (1990): “The Law of Disproportionate Gas Sales”, *Tulsa Law Journal*, vol. 26, No. 2: pp. 135-173.
- SMITH, Ernest E. (1987): “Gas Marketing By Co-Owners: Disproportionate Sales, Gas Imbalances and Lessors’ Claims to Royalty”, *Baylor Law Review*, vol. 39: pp. 365-398.

### 3. *Special materials*

- BENDO, Gerald M. (1990): “Gas Balancing Agreements: A Model Form for Today’s Spot Market”, 8<sup>th</sup> Annual Advanced Oil, Gas and Mineral Law Course, September 1990.
- BRITISH PETROLEUM (2015): *Statistical Review of World Energy. June 2015*, available at [www.bp.com/statisticalreview](http://www.bp.com/statisticalreview) (last access: 4/4/2016).
- CAMPBELL, Bert L. (1983): “Gas Balancing Agreements”, Paper 9, Rocky Mountain Mineral Law Special Institute, 13 D Special Institute, May 1983.
- U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2016): “Frequently Asked Questions”, available at <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=45&t=8> (last access: 4/14/2016).
- WALKER, J. T. (1985): “Gas Balancing Agreements”, Advanced Oil, Gas and Mineral Law Course, October 1985.

### CASE LAW

- Amoco Prod. Co. v. Thompson* (1987): 516 So. 2d 376, 381 (La. App. 1<sup>st</sup> Cir.).
- Chevron U.S.A., Inc. v. Belco Petroleum Corp.* (1985): 755 F.2d 1151 (5<sup>th</sup> Cir.).



*Doheny v. Wexpro Co.* (1992): 974 F.2d 130 (10th Cir.).  
*Energy Development Corp. v. Lowmar Exploration Co.; Lowry Oil & Gas, Inc.; and Pat Baker, individually and D/B/A Baker Exploration Co.* (2000): Tex. R. App. P. 47.3(b), (14<sup>th</sup> Cir.).  
*Pogo Producing Co. v. Shell Offshore, Inc.* (1990): 898 F. 2d 1064 (5<sup>th</sup> Cir.).  
*United Petroleum Exploration, Inc. v. Premier Resources, Ltd.* (1980): 511 F. Supp. 127 (W.D. Okla.).  
*Weiser-Brown Oil Co. v. Samson Resources Co.* (1992): 966 F.2d 431 (8th Cir.).

#### NEWS

THE NATIONAL BUSINESS REVIEW (2010a): “High Court dismisses Todd claim over Pohokura ‘collusion’”, available at <http://www.nbr.co.nz/article/high-court-dismisses-todd-claim-over-pohokura-collusion-126117> (last visited: 8/1/2015).  
THE NATIONAL BUSINESS REVIEW (2010b): “Todd to appeal Pohokura loss”, available at <http://www.nbr.co.nz/article/todd-appeal-pohokura-loss-130817> (last visited: 8/1/2015).

#### MODEL AGREEMENTS

ASSOCIATION OF INTERNATIONAL PETROLEUM NEGOTIATORS –AIPN– (2014a): “Gas Balancing Agreement”, document of restricted access, available at <https://www.aipn.org/mcmembers.aspx> (last access: 4/4/2016).  
ASSOCIATION OF INTERNATIONAL PETROLEUM NEGOTIATORS –AIPN– (2014b): “Guidance Notes”, available at <https://www.aipn.org/documents/modelcontractDocs/modelcontract164/final/EXHIBIT%20G%20-%20GBA%20Guidance%20Notes%20final.pdf> (last access: 4/4/2016).

#### LEGISLATION

Oklahoma Statutes, tit. 52, 543 (A) (Supp. 1988).

## NATURALEZA JURÍDICA DEL CONTRATO ESPECIAL DE OPERACIÓN PETROLERA\*

### LEGAL NATURE OF THE SPECIAL PETROLEUM OPERATION CONTRACT

Por MARCELO MARDONES OSORIO\*\*

*Resumen:* El presente artículo aborda la actual naturaleza jurídica que posee el denominado “Contrato Especial de Operación Petrolera”, como título jurídico habilitante de aprovechamiento por los particulares de los hidrocarburos líquidos y gaseosos que integran el dominio público minero chileno.

*Palabras clave:* Hidrocarburos, contratos petroleros, contratos de servicios, naturaleza jurídica, Chile.

*Summary:* This article discusses the legal nature of the so-called “Special Petroleum Operation Contract”, which is the legal title for the private parties to use the liquid and gaseous hydrocarbons that integrate the Chilean mining public domain.

*Key words:* Oil and gas, oil contracts, service contracts, legal nature, Chile.

#### § 1. INTRODUCCIÓN

En general, en la realidad chilena la regulación de los títulos jurídicos habilitantes para el aprovechamiento privado de los hidrocarburos líquidos y gaseosos no ha sido objeto de mayores estudios, atendida quizás la escasa relevancia que la producción interna de petróleo y gas posee en relación con la demanda interna total de dichos productos, lo que ha determinado que Chile haya sido y sea actualmente un importador neto de tales sustancias. Si bien han existido intentos de las autoridades chilenas para revertir tal situación

\* Recibido: 30/11/2015. Aceptado: 3/3/2016.

\*\* Doctor en Derecho (Pontificia Universidad Católica de Chile, 2014), Magíster en Ciencia Jurídica (Pontificia Universidad Católica de Chile, 2009), Diploma de Estudios Avanzados (Universidad Complutense de Madrid, 2004). Máster en Asesoría Jurídica de Empresas (IE Law School, Madrid, 202). Abogado en Aylwin, Mendoza, Luksic & Valencia Abogados. Correo electrónico: [mmardones@amlv.cl](mailto:mmardones@amlv.cl).

de dependencia internacional, lo cierto es que, a la fecha, Chile sigue estando subordinado a la importación de dichas sustancias.

Pese a ello, nuevos horizontes se avizoran de la mano de los hidrocarburos no convencionales. A pesar de la inexistencia de estudios claros en la materia, se ha señalado que en Chile pueden existir reservas abundantes de gas de esquisto. En esta línea, el gerente general de la petrolera estatal chilena ENAP (Empresa Nacional del Petróleo), ha sostenido que “(. . .) Sólo en el área de Arenal se ha identificado un gran yacimiento de gas no convencional del tipo *tight gas* de 0,3 TCF (trillones de pies cúbicos). Este volumen sería suficiente para abastecer el consumo de la población de Magallanes por 20 años. No obstante, estimamos que el potencial sería mucho mayor, de unos 3,5 TCF (equivalente a 100.000 MM m<sup>3</sup>) en toda el área prospectiva . . .”. Así es que durante 2015 dicha empresa ha suscrito con ConocoPhillips un acuerdo para evaluar el potencial que la región de Magallanes y Antártica Chilena posee en relación con hidrocarburos no convencionales. Por su parte, en los Estados Unidos, la U.S. Energy Information Administration señala que Chile posee unos recursos técnicamente recuperables de *shale* de 49 TcF o 2.4 billones de barriles<sup>1</sup>.

En dicho contexto resulta interesante revisitar las posiciones doctrinales existentes en Chile en relación a la naturaleza jurídica de los denominados “contratos especiales de operación petrolera” (CEOP), en tanto que título jurídico habilitante tradicionalmente utilizado en la praxis chilena para permitir el aprovechamiento de los hidrocarburos líquidos y gaseosos por los privados.

## § 2. RÉGIMEN DE APROVECHAMIENTO DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y GASEOSOS EN EL ORDENAMIENTO JURÍDICO CHILENO

a) *RÉGIMEN CONSTITUCIONAL*. — El artículo 19 N° 24 incs. 6°, 7° y 10°, de la Constitución Política de la República (en adelante, CPR) en sede de garantía constitucional de la propiedad, contiene las normas esenciales aplicables a la actividad hidrocarburífera. Dichos incisos disponen: “El Estado tiene *el dominio absoluto, exclusivo, inalienable e imprescriptible de todas las minas*<sup>2</sup>, *comprendiéndose en éstas (. . .) los depósitos de carbón e*

<sup>1</sup> U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2015).

<sup>2</sup> Así, en virtud de dicha declaración constitucional el “dominio público minero” chileno es i) *absoluto*, ya que es independiente y no está sujeto a limitaciones o gravámenes de ninguna clase, determinando una “propiedad” plena sobre las minas con todas las facultades inherentes a ella (*ius utendi, ius fruendi y ius abutendi*); ii) *exclusivo*, ya que es propio del Estado y no es compartido con ningún otro dominio, siendo por ende, excluyente; iii) *inalienable*, ya que el Estado no puede disponer de él; no lo puede enajenar, encontrándose facultado sólo para entregar derechos de exploración y explotación respecto de las minas, e; iv) *imprescriptible*, ya que no puede adquirirse por los particulares u terceros en general por medio de la usucapión o prescripción adquisitiva. La referida declaración reconduce a la idea de *afectación*, definida como un instrumento jurídico-normativo en cuya virtud un determinado bien (o actividad) se

*hidrocarburos* y las demás sustancias fósiles, (. . .) no obstante la propiedad de las personas naturales o jurídicas sobre los terrenos en cuyas entrañas estuvieren situadas. (. . .)

”Corresponde a la ley determinar qué sustancias de aquellas a que se refiere el inciso precedente, *exceptuados los hidrocarburos líquidos o gaseosos*, pueden ser objeto de concesiones de exploración o de explotación. Dichas concesiones se constituirán siempre por resolución judicial y tendrán la duración, conferirán los derechos e impondrán las obligaciones que la ley exprese, la que tendrá el carácter de orgánica constitucional (. . .)

”La *exploración, la explotación o el beneficio de los yacimientos que contengan sustancias no susceptibles de concesión, podrán ejecutarse directamente por el Estado o por sus empresas, o por medio de concesiones administrativas o de contratos especiales de operación, con los requisitos y bajo las condiciones que el Presidente de la República fije, para cada caso, por decreto supremo*. Esta norma se aplicará también a los yacimientos de cualquier especie existentes en las aguas marítimas sometidas a la jurisdicción nacional y a los situados, en todo o en parte, en zonas que, conforme a la ley, se determinen como de importancia para la seguridad nacional. El Presidente de la República podrá poner término, en cualquier tiempo, sin expresión de causa y con la indemnización que corresponda, a las concesiones administrativas o a los contratos de operación relativos a explotaciones ubicadas en zonas declaradas de importancia para la seguridad nacional. . .” (el destacado nos pertenece).

Como se desprende del texto constitucional, tratándose de sustancias no concesibles *judicialmente*<sup>3</sup> (*i. e.*, hidrocarburos líquidos o gaseosos, litio, las contenidas en yacimientos en aguas marítimas sometidas a la jurisdicción nacional y en yacimientos en zonas de importancia para la seguridad nacional), ellas son susceptibles de ser aprovechadas por alguno de los siguientes medios:

*i) directamente por el Estado*, es decir, a través de algún órgano o servicio público que posea atribuciones al efecto;

*ii) por sus empresas*, siendo en la actualidad la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) la única empresa pública creada por ley con atribuciones en el ámbito de la exploración y explotación de hidrocarburos;

*iii) por medio de concesiones administrativas*, es decir, a través de un título otorgado por la Administración por medio de un acto administrativo, y;

*iv) a través de contratos especiales de operación*, con los requisitos y bajo las condiciones que el Presidente de la República fije, para cada caso, por decreto supremo.

“publica”, es decir, se extrae del ámbito de la apropiabilidad jurídico-privada (*apropriatio*), incorporándose así en la categoría del “dominio público” (o del “servicio público”) sobre la base de motivos de “interés público”.

<sup>3</sup> Esto es, por medio de una concesión constituida por medio de un procedimiento judicial no contencioso, que es la vía a través de la cual se constituyen las concesiones mineras en Chile.

En la doctrina chilena ha existido discusión en relación a la forma de interpretar los citados medios de aprovechamiento. Para un sector doctrinal<sup>4</sup>, mientras los dos primeros medios implican la posibilidad de que el Estado, ya sea a través de sus órganos o de sus empresas, aproveche directamente las sustancias no concesibles, los dos últimos medios constituyen los títulos especiales que los particulares requieren para poder aprovechar las referidas sustancias no concesibles. Así, se diferencia entre el aprovechamiento efectuado por el Estado y el efectuado por los particulares<sup>5</sup>.

Para otro sector<sup>6</sup>, basados en una consideración “patrimonial” del dominio público del Estado sobre las minas, o, cuando menos, sobre las sustancias no concesibles judicialmente, los cuatro medios de aprovechamiento que contempla el citado inc. 10 responden a un *aprovechamiento realizado por el Estado*. Así, para esta postura, el Estado puede llevar adelante la exploración o explotación de tales sustancias, ya sea directamente, a través de sus empresas, a través de concesiones administrativas o por medio de contratos especiales de operación.

Esta idea es la que subyace en la ley 18097, Orgánica Constitucional sobre Concesiones Mineras<sup>7</sup>. En efecto, en el Informe Técnico con que se acompañó dicha ley se señala<sup>8</sup>: “. . . En relación a las sustancias reservadas, el Estado tiene una *propiedad pública especial de la que puede gozar por medio de la explotación que de las minas hagan sus organismos o empresas, o mediante concesiones administrativas o contratos especiales de operación*. Esta forma de constituir derechos más específicos por parte del Estado *es excepcional*, dado el texto del inciso séptimo (referente a los bienes no concesibles) del N° 24 del artículo 19 de la Constitución . . .” (el destacado nos pertenece).

Y parece asimismo seguirla el Tribunal Constitucional (TC), en su fallo de fecha 9 de noviembre de 1981 (Rol N° 5, Considerando 3°), al señalar: “. . .) El inciso sexto sienta la tesis general de que el dominio de las minas le corresponde al Estado, pero considerando que la Nación tiene también interés en que éstas se descubran y exploten, pues ello significa prosperidad y trabajo en beneficio del país, en los incisos siguientes se otorga a los particulares el derecho de explorar y explotar mediante concesiones las sustancias fósiles que se declaren concesibles y se establece que el dominio del titular sobre su concesión minera queda protegido por la garantía constitucional de que trata el N° 24 ya citado. *Ciertas sustancias, por razones de bien común, se reservan en el propio texto constitucional desde luego al Estado para que las explote por sí mismo . . .*” (el destacado nos pertenece).

A continuación analizaremos sucintamente los señalados medios de aprovechamiento de las sustancias no concesibles judicialmente, para poste-

<sup>4</sup> VERGARA (2010) p. 654.

<sup>5</sup> VERGARA (1992) p. 439; *id.* (2010) p. 654; PÉREZ (1990) pp. 38-40.

<sup>6</sup> RUIZ (1990) pp. 81-82; OSSA (1999) p. 38; ALBURQUENQUE (2001) p. 351; CEA (2004) p. 559; VERDUGO, PFEFFER y NAUDON (2004) p. 26; LIRA (2007) p. 49.

<sup>7</sup> D.O. 21/1/1982.

<sup>8</sup> BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1982) p. 22.

riormente abordar la categoría de los denominados contratos especiales de operación, específicamente, aquellos que tienen como objeto la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

b) *APROVECHAMIENTO DIRECTO POR EL ESTADO*. — El inciso 10 del artículo 19 N° 24 de la CPR consagra como primera forma de aprovechamiento de las sustancias no concesibles la actuación directa del Estado. El referido aprovechamiento se puede llevar a cabo a través de los órganos del Estado, en tanto que medios a través del cual éste actúa<sup>9</sup>. Desde dicha premisa debe tenerse en consideración lo dispuesto en el artículo 7° de la CPR, que dispone que los órganos del Estado actúan válidamente previa investidura regular de sus integrantes, dentro de su competencia y en la forma que prescriba la ley.

De la relación de los preceptos citados se desprende que para que el Estado pueda aprovechar directamente las sustancias no concesibles, debe contar con uno o más órganos que posean competencias específicas al respecto<sup>10</sup>. Ahora bien, actualmente el ordenamiento jurídico chileno no contempla órganos que posean atribuciones expresas a fin de proceder al aprovechamiento directo de tales sustancias. Es importante destacar que del abanico de posibilidades a través de las cuales el Estado puede actuar (órganos que actúan bajo la personalidad jurídica del fisco, servicios públicos descentralizados, etc.) deben entenderse excluidas las empresas estatales, dado que el constituyente ha decidido referirse expresamente a ellas, tal como se explica *infra*, aun cuando estas se consideren como entes que integran la Administración del Estado, de acuerdo con el artículo 1° inc. 2° del D.F.L. N° 1/19653, de 2001, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que fijó el texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley 18575, Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado (LBGAE)<sup>11</sup>.

c) *APROVECHAMIENTO POR SUS EMPRESAS*. — El segundo medio a través del cual es posible la exploración y explotación de sustancias no concesibles

<sup>9</sup> Al respecto, véase SOTO (1996) p. 43.

<sup>10</sup> La competencia, entendida como la medida de la potestad que corresponde a cada órgano —cfr. GARCÍA DE ENTERRÍA y FERNÁNDEZ (2008) p. 557—, se encuentra determinada por tres elementos. Primeramente, el *material*, que dice relación con el objeto (materia) sobre el que esta recae. En segundo lugar, el *territorial*, referido a la zona geográfica o espacial en la que el órgano particular ejerce sus competencias. Y en tercer lugar, el *jerárquico*, vinculado con la posición en la que determinado órgano se sitúa en la Administración. Según se indicó, de acuerdo al artículo 7° de la Carta Fundamental, la competencia es una de las exigencias constitucionales para la actuación válida de los órganos del Estado, y por ende, las actuaciones realizadas careciendo de competencias al efecto o excediendo las otorgadas vician de nulidad el acto correspondiente. DANIEL (1985) pp. 71-75.

<sup>11</sup> “La Administración del Estado estará constituida por los Ministerios, las Intendencias, las Gobernaciones y los órganos y servicios públicos creados para el cumplimiento de la función administrativa, incluidos la Contraloría General de la República, el Banco Central, las Fuerzas Armadas y las Fuerzas de Orden y Seguridad pública, los Gobiernos Regionales, las Municipalidades y las *empresas públicas creadas por ley*” (el destacado nos pertenece).

judicialmente es a través de las denominadas “Empresas del Estado”. La Contraloría General de la República (CGR) se ha referido a estas en su dictamen 39562/1997, señalando que “. . . la naturaleza jurídica y caracteres de las empresas del Estado es que éstas son creadas, nacen a la vida del derecho, por la ley de quórum calificado, la que señala su naturaleza jurídica de servicio público descentralizado funcionalmente, establece sus objetivos, sus funciones, su estructura, incluidas sus autoridades y atribuciones de ellas, su régimen financiero, su régimen de personal. Todas estas normas son de derecho público y por tanto toda empresa del Estado se encuentra en la situación de ser aprobada por ley de quórum calificado, la que señala un régimen de derecho público, lo que se ajusta estrictamente al artículo 19 N° 21 CPR. Por ser servicios públicos, sólo pueden crearse por ley y señalarse sus objetivos, funciones, atribuciones y autoridades también por ley . . .”<sup>12</sup>.

Desde la perspectiva constitucional, el artículo 19 N° 21 de la CPR dispone que el Estado y sus organismos podrán desarrollar actividades empresariales o participar en ellas sólo si una ley de quórum calificado los autoriza. En tal caso, dichas actividades estarán sometidas a la legislación común aplicable a los particulares, sin perjuicio de las excepciones que por motivos justificados establezca la ley, la que deberá ser, asimismo, de quórum calificado. De dicho precepto se desprende cuáles son las exigencias que el Estado debe cumplir para participar válidamente en actividades económicas desde una perspectiva empresarial, a saber: *i*) existencia de una ley especial que autorice la incursión empresarial de que se trate; *ii*) aprobación de dicha ley con quórum calificado (mayoría absoluta de diputados y senadores); *iii*) la ley autorizatoria debe disponer en forma específica la actividad empresarial que se ejecutará, y *iv*) en la ejecución de dicha actividad, la regla general habrá de ser el sometimiento a la legislación común. Se entiende que con el cumplimiento de dichas exigencias el Estado se encuentra autorizado para ejecutar una determinada actividad empresarial.

Ahora bien, en el ámbito de los hidrocarburos, en la actualidad la única empresa pública que cumple con las exigencias constitucionales antes indicadas es la ENAP, siendo por ende dicha empresa la que, *de facto*, materializa el aprovechamiento estatal de los hidrocarburos líquidos y gaseosos. Al respecto su normativa orgánica, D.F.L. N° 1, de 1986, de Minería, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley 9618, que crea la Empresa Nacional del Petróleo<sup>13</sup>, le señala como giro el siguiente: *i*) ejercer actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos, dentro o fuera del territorio nacional, ya sea directamente o por intermedio de sociedades en las cuales tenga participación o en asociación con terceros; *ii*) almacenar, transportar, transformar, tratar, procesar, refi-

<sup>12</sup> Sobre las diferencias entre empresas del Estado y sociedades estatales y en general sobre el régimen de las empresas del Estado, *vid.* entre muchos otros, DANIEL (1985) pp. 113-118; OELCKERS (2000) pp. 67-70; ARÓSTICA (2001) pp. 99-120; LATORRE (2008) *passim*; CAMACHO (2010) pp. 401-446.

<sup>13</sup> D.O. 24/4/1987.

nar, vender y, en general, comercializar petróleo o gas, así como desarrollar cualquier otra actividad industrial que tenga relación con hidrocarburos, sus productos y derivados, y *iii) por cuenta del Estado*, recibir, readquirir, vender y comercializar en cualquier forma los hidrocarburos provenientes de contratos especiales de operación<sup>14</sup>, y ejercer las demás funciones y derechos que el decreto supremo y el correspondiente contrato le encomienden, sea que en estos contratos tenga o no participación la Empresa.

Finalmente cabe destacar que, como ha sostenido la CGR en su dictamen 26650/1983, la fijación previa de los requisitos y condiciones por parte del Presidente de la República no es requerida cuando el Estado opera directamente o a través de sus empresas: “. . . la potestad conferida al Presidente de la República para fijar en cada caso por decreto supremo los requisitos y condiciones a que se refiere el inciso décimo del número 24 del artículo 19° de la Constitución Política, está referida a las concesiones administrativas y a los contratos especiales de operación a que alude la misma norma y, en cambio, no se extiende a las actividades de exploración, explotación o beneficio de hidrocarburos que se ejecuten directamente por el Estado o por sus empresas . . .”.

d) *CONCESIONES ADMINISTRATIVAS*. — La concesión administrativa aparece en la actualidad configurada como un supra-concepto —o más bien, como un *tipo*— que abarca diversas formas de intervención administrativa<sup>15</sup>. En dicho contexto es que se suelen distinguir tres subtipos de concesiones administrativas, a saber: de *servicio público* (como es el caso de las concesiones eléctricas de distribución y transporte; las de transporte y distribución de gas de red o las concesiones de servicio público de telecomunicaciones); de *obra pública*; y de *dominio público*, siendo estas últimas las que históricamente surgieron en primer lugar<sup>16</sup>.

En el ámbito de las sustancias no concesibles, las concesiones administrativas constituyen un título otorgado por la Administración por medio de un acto administrativo creador *ex novo* de derechos que facultan al aprovechamiento de las sustancias objeto de la concesión. En la medida que el objeto

<sup>14</sup> En este supuesto, ENAP actúa como un *verdadero mandatario* del Estado, tal y como consta en la Historia de la ley 18888, que modifica la ley 9618, publicada en el Diario Oficial el 6 de enero de 1990, que dispuso la actual redacción del artículo 2° en comentario. En esta consta que “. . . este proyecto de ley también tiene por objeto dejar establecido que ENAP puede por cuenta del Estado, o sea, como *mandataria del Estado*, recibir, readquirir, vender y comercializar en cualquier forma los hidrocarburos provenientes de contratos especiales de operación. . .” (el destacado nos pertenece).

<sup>15</sup> En este sentido se ha sostenido que “. . . el vocablo ‘concesión’ tiene múltiples significados, pero en todos subsiste algo común —el denominado en lógica como ‘analogado principal’— y ese algo común es el atribuir un bien (corporal o incorporeal/derecho) a un sujeto que antes no lo poseía, atribución que puede originarse en un ‘acto’ administrativo (esto es, una decisión unilateral de un órgano estatal administrativo) o surgir de un ‘contrato’ administrativo (esto es, una convención celebrada por un órgano de la Administración con un tercero)”. SOTO (2002) p. 112.

<sup>16</sup> MARTÍN-RETORTILLO (2007) p. 429.



de la concesión es un bien que integra el dominio público, las concesiones administrativas a las que se refiere el inc. 10 del artículo 19 N° 24 de la CPR se enmarcan en las denominadas concesiones administrativas de dominio público o “demaniales”<sup>17</sup>.

Lo expuesto precedentemente pone de manifiesto la existencia de una distinción entre la concesión, entendida como una especie de acto administrativo, y los derechos que se otorgan como consecuencia del referido acto. Precisamente por ello se sostiene que las concesiones administrativas son encuadrables en los denominados actos administrativos que amplían la esfera de los particulares (actos *favorables*), en particular, en los actos creadores de derechos, categoría la cual se encuentra reconocida expresamente en el ordenamiento positivo chileno en el artículo 61, inc. 2°, letra a, de la ley 19880, que establece las bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la Administración del Estado (LPA)<sup>18</sup>. Lo expuesto es relevante desde la perspectiva del régimen jurídico que les es aplicable, ya que las concesiones administrativas se regirán primeramente por su normativa especial y supletoriamente por las disposiciones de la LPA.

Dogmáticamente, los derechos que en virtud de la concesión se constituyen se califican como *derechos reales administrativos de aprovechamiento*, por cuanto recaen o más bien se ejercen sobre una cosa, un bien de dominio público, en este caso, las minas, y en particular, los yacimientos de sustancias no concesibles, y su ejercicio es oponible *erga omnes*, incluso al Estado<sup>19</sup>; se otorgan por la Administración por medio de un acto orgánico-material o funcionalmente administrativo, ya que precisamente por recaer sobre bienes públicos sólo ésta puede regular el acceso a ellos, quedando sometidos a un régimen de Derecho Público demarcado primariamente por el principio de legalidad; y facultan a su titular para la exploración y explotación de las referidas sustancias, es decir, a su aprovechamiento, en los términos contemplados en la ley<sup>20</sup>.

<sup>17</sup> Se asume aquí la concepción tradicional de concesión, derivada de la distinción basada en la preexistencia o no de un derecho, sustentada por el autor italiano Ranelletti al diferenciar entre autorizaciones y concesiones. Sin embargo, es sabido que en la actualidad el referido binomio se encuentra particularmente en crisis. Un análisis al respecto puede verse en GARCÍA DE ENTERRÍA y FERNÁNDEZ (2006) pp. 136-138; y en Chile, VERGARA (2010) pp. 238-239.

<sup>18</sup> D.O. 29/5/2003. Dicha disposición señala: “Los actos administrativos podrán ser revocados por el órgano que los hubiere dictado. La revocación no procederá en los siguientes casos: a) Cuando se trate de *actos declarativos* o *creadores de derechos* adquiridos legítimamente . . .”.

<sup>19</sup> Al respecto, véase el artículo 2° del Código de Minería de Chile, que indica que la concesión minera es (sic) un derecho real e inmueble; distinto e independiente del dominio del predio superficial, aunque tengan un mismo dueño; *oponible al Estado y a cualquier persona*. En este mismo sentido, el artículo 5° de la ley 19657, sobre concesiones de energía geotérmica (D.O. 7/1/2000).

<sup>20</sup> Sobre la categoría jurídica de los derechos reales administrativos es posible consultar en Chile los siguientes autores: REYES (1960) pp. 248-251; VERGARA (1989) *passim*; *id.* (1992) pp. 3 15-337, entre muchos otros trabajos del autor en los que se aborda dicha categoría jurídica; MONTT (2002) pp. 335-342; ZÚNIGA (2005) pp. 65-101; ALDAY (2011) *passim*. En la doctrina civilista chilena, véase URRUTIA (1915) pp. 148-154; CLARO (1930) pp. 242-243; ALESSANDRI,

Pese a lo señalado, lo cierto es que el ordenamiento jurídico chileno no contempla disposiciones especiales relacionadas con las concesiones administrativas sobre sustancias no concesibles, habiéndose otorgado solo una concesión administrativa, la cual finalmente caducó por falta de reducción a escritura pública<sup>21</sup>. Así y atendida su naturaleza de actos administrativos, les son de aplicación las normas que con carácter general rigen su dictado y existencia, es decir, la LBGAE y la LPA<sup>22</sup>.

e) *EL CONTRATO ESPECIAL DE OPERACIÓN. — 1. Aspectos generales del Contrato Especial de Operación.* Como hemos adelantado, el “Contrato

---

SOMARRIVA y VODANOVIC (1998) pp. 127-129. En la doctrina comparada, entre muchos otros, GONZÁLEZ (1957) pp. 145-183; DE REINA (2009) pp. 1669-1714.

Estas ideas pueden rastrearse hasta los trabajos preparatorios de la CPR. Así se desprende de varios pasajes que constan en las *Actas de la Comisión Constituyente*, a saber: “. . . el derecho que otorgue la concesión genera el derecho de arrancar, de extraer y de apropiarse de los minerales. Y referido al petróleo, la posibilidad de extraerlo, es adueñarse de él y en eso consistiría la concesión . . .” —BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1974a) p. 84—;

“. . . lo fundamental es determinar cuáles son los derechos que otorga una concesión, y a su juicio, no son otros que los de extraer los minerales y apropiarse de ellos . . .” —BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1974b) p. 89—;

“. . . el Estado es dueño del yacimiento o depósito con carácter de un dominio exclusivo e inalienable, y en tal carácter puede otorgar concesiones respecto de todos los yacimientos que no sean hidrocarburos líquidos o gaseosos, las que facultan al concesionario para apropiarse de los minerales que de ellos extraiga. ( . . . ) [L]a concesión concedida por el Estado es un derecho real, puesto que es oponible a terceros y aún al Estado mismo, toda vez que es reclamable ante terceros la acción de la autoridad administrativa en esta materia. ( . . . ) [L]a ley no sólo debe defender ese derecho frente a terceros sino que reconocer la facultad de usar, gozar y disponer de él por acto entre vivos o por causa de muerte, de lo que se infiere que respecto de la concesión, no sobre el yacimiento, existiría una especie de propiedad para el concesionario, aspecto en el que podría radicarse la diferencia entre lo que es el dominio de la concesión y el dominio sobre el yacimiento en sí mismo. ( . . . ) [E]stas observaciones tienen validez respecto de todos los yacimientos, con excepción del petróleo, pues sobre éste se prohíbe el otorgamiento de concesiones y el Estado realiza su función exclusiva a través de ENAP, por lo cual estima que ningún tercero puede, entonces, obtener concesión y por consiguiente, llegar a apropiarse del petróleo, reservándose a ENAP todos los derechos y atribuciones sobre esta materia. . .” —BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1974b) p. 98—.

Sin embargo, habiéndose levantado la prohibición constitucional de otorgar concesiones administrativas a favor de los particulares, los párrafos precedentes cobran plena vigencia en relación a las concesiones administrativas de sustancias no concesibles: “. . . la restricción vigente se reduce a que no puede transferir el dominio de dichos bienes ni desprenderse de ellos. ( . . . ) [T]ales riquezas han quedado reservadas al Estado en virtud de preceptos constitucionales y legales, y por lo tanto, no es posible conferir derechos reales sobre los yacimientos de hidrocarburos existentes en el territorio nacional, sino que sólo otorgar derechos personales, es decir, celebrar cualquier tipo de contratos con empresas nacionales o extranjeras distintas del Estado, transfiriéndoles el dominio de los créditos que emanan de esos pactos . . .” —BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1974b) p. 102—.

<sup>21</sup> Véase el D.S. N° 57, del 6 de enero de 2004, del Ministerio de Minería (D.O. 7/11/2005), por el que se otorgó concesión administrativa a la cooperativa eléctrica Isla Mocha, para la explotación de gas natural de pozos ubicados en Isla Mocha, Octava Región del Bío-Bío.

<sup>22</sup> En este sentido, VERGARA (2010) p. 654.

“Especial de Operación” constituye un título jurídico que faculta a los terceros para aprovechar cualquiera de las sustancias no concesibles judicialmente. De ello se desprende que se trata de un título *genérico* que puede tener por objeto el aprovechamiento de hidrocarburos líquidos o gaseosos, de las sustancias contenidas en yacimientos en aguas marítimas sometidas a la jurisdicción nacional y en yacimientos en zonas de importancia para la seguridad nacional (todas ellas sustancias inconcesibles declaradas así por el artículo 19 N° 24 de la CPR), así como del litio (declarado no concesible por la ley 18097).

Pese a lo señalado, lo cierto es que la legislación chilena no define de manera general el Contrato Especial de Operación, apreciándose sólo una conceptualización particular en el artículo 1° N° 1 del D.F.L. N° 2 de 1986, del Ministerio de Minería, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.L. N° 1.089, de 1975, que fija normas sobre contratos de operación para la exploración y explotación o beneficio de yacimientos de hidrocarburos (en adelante, el D.F.L. N° 2/1986)<sup>23</sup>. Dicha disposición define “Contrato Especial de Operación Petrolera” (CEOP) como “. . . Aquel que el Estado celebre con un contratista para la exploración, explotación o beneficio de yacimientos de hidrocarburos, con los requisitos y bajo las condiciones que, de conformidad a lo dispuesto en el inciso décimo del número 24 del artículo 19° de la Constitución Política, fije por decreto supremo el Presidente de la República . . .”.

Por su parte, la CGR ha señalado en sus dictámenes 26650/1983, 73497/2012 y 29460/2014 que “. . . los mencionados contratos especiales de operación son actos particulares a través de los cuales la Administración permite que un tercero ejecute determinadas actividades, debiendo el Presidente de la República, en uso de su facultad constitucional, fijar en cada caso los requisitos y condiciones que deberán contemplar tales convenios, normando así los elementos esenciales para la situación concreta . . .”.

En la actualidad, el único contrato que ha tenido una real aplicación en la práctica administrativa chilena es el contrato especial de operación petrolera, centrandose por tanto en este nuestro análisis.

## 2. *La regulación del CEOP como régimen de promoción de la inversión privada.* Previamente a analizar la naturaleza del CEOP es preciso hacer una

<sup>23</sup> Cabe señalar que el artículo 4 inc. 2° del D.L. N° 1557, que modifica la Ley Orgánica de la Comisión Chilena de Energía Nuclear y dicta normas sobre contratos de operación, publicado el 30 de septiembre de 1976, también contiene una definición de contrato de operación, pero referida a los *materiales atómicos naturales*, esto es, el torio, el uranio y cualquier otro que determine la ley (artículo 2° de la ley 16319, de 1965). El citado decreto ley define el contrato de operación como aquel en virtud del cual una persona natural o jurídica, chilena o extranjera, llamada contratista, se obliga a realizar para la Comisión todo o parte de las actividades correspondientes a la fase de exploración, a la fase de explotación y a la fase de beneficio de materiales atómicos naturales, o a una o más de ellas, y las que fueren complementarias, en el área o lugar que se convenga y en el plazo o plazos que se estipulen. Sin embargo, la doctrina chilena discute sobre la actual vigencia del citado decreto ley. Al respecto, VERGARA (2010) pp. 654-655.

referencia a los orígenes de la regulación legal de dichos contratos. Esta referencia es esencial para comprender a cabalidad el espíritu de la legislación que rige la exploración y explotación de hidrocarburos en Chile, el cual no es sino *incentivar la inversión privada en la producción de hidrocarburos a fin de asegurar el abastecimiento y la adecuada satisfacción de las necesidades internas de hidrocarburos*.

En el Diario Oficial de 9 de julio de 1975 se publicó el decreto ley 1089, del Ministerio de Minería, que fijó normas sobre contratos de operación petrolera y modificó la Ley Orgánica de la ENAP, introduciendo por primera vez en el ordenamiento jurídico chileno la alusión a la categoría del “Contrato de Operación”. El dictado del referido cuerpo normativo obedece a dos circunstancias de hecho específicas: *i*) por una parte, la incapacidad de ENAP de llevar adelante con éxito la actividad exploratoria necesaria para una correcta satisfacción de la demanda interna de hidrocarburos, unida a la necesidad de reactivar la entonces deprimida economía chilena<sup>24</sup>; y por la otra, *ii*) la crisis del petróleo de la OPEP, del año 1973, que desató un alza en los precios con un desabastecimiento mundial de combustibles<sup>25</sup>. Dichas circunstancias se reflejan en el primer considerando del citado D.L., que justifica su dictado atendida la importancia de los combustibles en el desarrollo nacional, lo que hacía imprescindible dedicar los máximos esfuerzos a la búsqueda y a la explotación de depósitos de hidrocarburos. Y en este sentido, es muy relevante destacar lo señalado en el memorándum acompañado al anteproyecto de decreto-ley modificatorio de la ley 9618, que dio lugar al D.L. 1.089. En este se indicaba que era “. . . evidente que el objetivo perseguido en el proyecto es resguardar el interés nacional en su más auténtico sentido y, en forma compatible con éste, fijar a la iniciativa privada normas adecuadas y estables que estimulen su interés en la exploración y explotación de hidrocarburos . . .”.

Así, queda de manifiesto que desde sus orígenes la regulación del contrato de operación petrolera ha tenido por objeto la tutela del interés nacional *por la vía de incentivar y fomentar la inversión privada*. Es precisamente la inversión privada la llamada a servir al Estado para, por su intermedio, asegurar el abastecimiento energético interno, y por esa vía, satisfacer un interés público. Se trata, por ende, de objetivos que van indisolublemente unidos y que deben iluminar cualquier interpretación que deba efectuarse del régimen jurídico aplicable a dicho contrato.

La apreciación anterior no ha cambiado tras la sanción del D.F.L. 2/1986. De hecho, la idea de que la regulación del CEOP ha tenido y sigue teniendo por fin esencial incentivar la participación de los privados en el

<sup>24</sup> VERGARA (2010) p. 658.

<sup>25</sup> Esta idea puede verse en PÉREZ (1990) p. 133. Asimismo, en el Oficio N° 235, de fecha 16 de agosto de 1995, de la Comisión Chilena del Cobre (p. 2), emitido con ocasión del análisis de las propuestas de Contratos de Operación para la exploración y explotación de sustancias minerales submarinas con la empresa Minera Mares Australes S.A., en el cual se efectúa un análisis de la evolución del régimen jurídico de tales contratos. Asimismo, véase DABINOVIC (1987) p. 15.

aprovechamiento de los hidrocarburos líquidos y gaseosos puede ratificarse a la luz de sus diversas normas. A saber:

a) *El régimen tributario*: El D.F.L. 2/1986 establece un muy especial régimen de tributación, caracterizado por los siguientes elementos (arts. 5º, 6º y 8º):

– Posibilidad de optar por un régimen de tributación consistente en un impuesto calculado directamente sobre el monto de la retribución, equivalente a un 50 % de dicha retribución; o bien, por la aplicación del régimen tributario de la Ley de la Renta vigente al momento de suscripción del CEOP;

– Sea cual fuere el régimen pactado de tributación, sustituirá todo otro impuesto directo o indirecto que pudiere gravar la retribución o al contratista en razón de la misma;

– Posibilidad de efectuarse rebajas en el régimen impositivo adoptado, las cuales pueden alcanzar hasta un 100 % de los impuestos, cuando así lo aconsejen: 1) las dificultades que ofrezcan el área territorial de exploración o explotación del CEOP; 2) la inexistencia de acuerdos que eviten la doble tributación internacional entre el país de origen de la inversión y Chile, y 3) lo gravoso que para el contratista puedan resultar los demás términos del contrato;

– Posibilidad de que el Presidente de la República libere, hasta en un 100 %, los derechos, impuestos, tasas o contribuciones y, en general, de los pagos o gravámenes y, en general, de cualquier otro pago o gravamen que, directa o indirectamente, afecte las importaciones de maquinarias, implementos, materiales, repuestos, especies y elementos o bienes destinados a la exploración y explotación de hidrocarburos en virtud de un CEOP;

– En caso que la retribución se pague en dinero, se prevé que los propietarios, accionistas y socios de las empresas respectivas estén exentos de impuestos global complementario o adicional, en su caso, respecto a las rentas percibidas o devengadas que provengan del CEOP, así como de todo otro impuesto que pudiere gravar dichas rentas y el dominio, la posesión o la tenencia de derechos o títulos mobiliarios de las mismas empresas, sin perjuicio de los impuestos que afecten la traslación o transmisión de esos derechos o títulos;

– En caso que la retribución se pague en especie, se prevé que las transferencias de hidrocarburos que se efectúen al contratista en pago de su retribución, así como las readquisiciones que el Estado o sus empresas efectúen con el contratista, y los actos, contratos o documentos que den cuenta de los mismos, estarán exentos de todo impuesto o gravamen;

– Están exentos de todo impuesto o gravamen los documentos en que conste el CEOP y los contratos de servicios petroleros específicos, y los que den cuenta de toda otra operación, acto o contrato que se otorgue con ocasión de esos contratos, entre las mismas partes mencionadas en tales disposiciones;

– Las exportaciones de hidrocarburos están exentas de todo impuesto o gravamen;

– Todas las maquinarias, los aparatos, instalaciones, equipos, herramientas y sus partes o piezas destinados a la exploración de hidrocarburos, pueden ingresar al país bajo el régimen de admisión temporal, establecido en la Ordenanza de Aduanas, sin aplicación de ningún derecho, impuesto, tasa o gravamen por un plazo de hasta cinco años, prorrogable anualmente por el Director Nacional de Aduanas.

b) *El régimen de exportación y de libre disponibilidad de divisas*: Los incisos 2° y 3° del artículo 3° del D.F.L. 2/1986 establecen un régimen especial de disposición de la retribución dada por el Estado al contratista con ocasión de los servicios prestados por este a aquel. Dicho régimen se sustenta en la libertad de disposición de la retribución, en cuya virtud se permite que el contratista pueda exportar los hidrocarburos que reciba como retribución, sin sujeción a las normas que rijan las exportaciones, garantizándose asimismo la libre disponibilidad de las divisas generadas por concepto de exportaciones de hidrocarburos recibidos como pago de su retribución.

c) *Declaración de utilidad pública*: el artículo 11 del D.F.L. 2/1986 declara como de utilidad pública, para los efectos de su expropiación, todos los terrenos que, por decreto supremo dictado por el Ministerio de Energía, determine el Presidente de la República como necesarios para la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos por parte de las personas que hayan celebrado un CEOP con el Estado.

d) *Imposición de servidumbres*: el antes citado artículo 11 hace aplicable a los contratistas especiales de operación petrolera el mismo régimen de servidumbres previsto por la legislación para las concesiones mineras, permitiéndose así la constitución forzosa de tales gravámenes por medio de un procedimiento judicial especialmente dispuesto al efecto.

e) *El régimen de invariabilidad*: Quizás la norma más importante es la contenida en el artículo 12 del D.F.L. 2/1986, que garantiza que el expuesto régimen de beneficios se mantendrá invariable durante la vigencia del CEOP. En la especie, la norma indicada señala que el régimen, beneficios, franquicias y exenciones, establecidos en cualquiera de los artículos del citado D.F.L., permanecerán invariables durante la vigencia del CEOP.

3. *Los Decretos de Requisitos y Condiciones como elemento de base*. Junto a lo señalado, otro de los elementos más destacados de la regulación de este contrato radica en que los requisitos y condiciones que habrán de regirlos han de ser establecidos previamente por el Presidente de la República, por medio de decreto supremo que ha de dictarse “caso a caso”. Es precisamente dicho aspecto el que ha movido a la doctrina chilena a afirmar que la naturaleza del CEOP es la de una verdadera concesión administrativa. Sin embargo, como veremos, dicho decreto no es sino la plasmación de los elementos esenciales del CEOP, los cuales solo se materializan y cobran vida jurídica con la suscripción de este.

La Carta Constitucional radica en la máxima autoridad del Estado la fijación de los *requisitos* y las *condiciones* en las que han de realizarse las

actividades de exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos. Así, en la alusión que la norma constitucional efectúa a las “condiciones”, es susceptible de ser incluido todo lo relativo a los *derechos y obligaciones* que los contratistas especiales de operación poseen para la ejecución de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. De esta forma, el Presidente de la República se encuentra constitucionalmente facultado para fijar al contratista el conjunto de derechos y obligaciones que estime convenientes para el adecuado aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos nacionales.

Junto a lo anterior, en relación a la referencia a “requisitos” contenida en la norma constitucional, habida cuenta de la inexistencia de una definición normativa específica al efecto, debemos acudir al sentido natural y obvio del término. Al respecto, de acuerdo con el Diccionario de la RAE, el término “requisito” se define como “Circunstancia o condición necesaria para algo”. En el caso bajo análisis el “para algo” es la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos. Por tanto, la alusión a los “requisitos” abarca la fijación de las circunstancias o condiciones necesarias para llevar a cabo dichas actividades. Así, de dicha definición es posible desprender, por tanto, que la CPR reserva al Presidente de la República, entre otras materias, la decisión de las vías a través de las cuales es posible designar a la figura del contratista en el CEOP. En virtud de ello, la determinación de los elementos de base del régimen jurídico especial de la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos se encuentra constitucionalmente radicada en el Presidente de la República, existiendo por ende un verdadero reparto competencial en la materia entre la máxima autoridad del Estado y el dominio legal. A este respecto, la CGR ha destacado en su dictamen 33716/1982 lo siguiente: “(. . .) la norma constitucional antes reseñada presenta la particularidad de regular directamente una atribución de la autoridad administrativa en relación con el régimen jurídico especial de los hidrocarburos instituido en la propia Carta Fundamental, radicando en *forma privativa* en el Jefe de Estado la facultad de fijar los requisitos y condiciones de los contratos de operación petrolera que suscriba el Estado, con el agregado de que el mismo precepto se encarga de establecer que tal potestad debe ser ejercida por decreto supremo en cada caso (. . .) En estas condiciones, es pertinente señalar que *no es procedente que el legislador pueda regular esta materia, contraviniendo esta facultad específica del Presidente de la República . . .*” (el destacado nos pertenece).

### § 3. NATURALEZA JURÍDICA DEL CEOP

Contrarios a la posición generalizada en la doctrina chilena, estimamos que la naturaleza jurídica de este contrato es la de un *contrato administrativo de prestación de servicios, con riesgo*, pudiendo asimismo considerarse como verdaderos “contratos-ley”.

a) *SU NATURALEZA BAJO EL DECRETO LEY 1089/1975*. — En la determinación de la naturaleza jurídica del contratos especial de operación petrolera es relevante considerar la naturaleza que poseía originalmente bajo su regulación contenida en el D. L. 1089. Al respecto es de suma importancia la prohibición constitucional que existía en ese momento bajo la vigencia de la Constitución Política de 1925, en cuanto a la posibilidad de otorgar concesiones para la exploración o explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos, de forma que cualquier forma de aprovechamiento de dichas sustancias requería respetar plenamente la aludida limitación constitucional. En relación a dicha limitación, en la Comisión de Estudios de la Nueva Constitución, don Alejandro Silva Bascuñán señaló<sup>26</sup>: “. . . lo que la Constitución pretende es reservar al Estado, o sea, a toda la colectividad, el aprovechamiento de tales riquezas, sin dejarlas inmovilizadas. De manera que cualquier fórmula que permita que la colectividad aproveche esas riquezas, es el objeto constitucional, pero no permite dar concesiones que importen un derecho real o de cualquier especie que significara quitar a la colectividad esas riquezas . . .”.

En sentido similar, el señor Diez sostuvo<sup>27</sup>: “. . . en principio, en la exploración y explotación de los yacimientos petrolíferos, el Estado no tiene otra limitación que la inalienabilidad y que no puede dar concesiones, pero puede celebrar todo otro tipo de contratos como arrendamiento de servicios remunerados y puede pagar en dinero o en especie . . .”

En virtud de ello se estimaba que<sup>28</sup> “. . . tanto en otras legislaciones como en la chilena, encontrándose reservado el petróleo para el Estado en forma absoluta, existe perfecta cabida para la celebración de *contratos de operación y de servicios*, en los cuales es admisible la intervención de terceros que pueden o no asumir los riesgos de la operación . . .” (el destacado nos pertenece).

Precisamente en dicha línea, el considerando 3° del D.L. señalaba que la referida limitación constitucional “. . . no es obstáculo para que el Estado pueda celebrar contratos que tengan el carácter de *convenios de servicio*, tanto para las fases que comprende la exploración como la explotación, con las *debidas limitaciones* de modo que no se dañen los derechos que al Estado corresponden sobre los hidrocarburos . . .” (el destacado nos pertenece).

Así, el referido considerando reconoció en forma expresa cuál era la naturaleza de los contratos regulados por el D.L.: *convenios de servicios*<sup>29</sup>. Sin embargo, junto a dicha declaración, el D.L. contenía variadas disposiciones que daban cuenta de la naturaleza del contrato de operación petrolera. En primer lugar, el artículo 2° del D.L. disponía que las actividades de exploración y explotación se realizaban *para* ENAP, y por ende, nunca a título personal por el contratista, tomando así forma la figura del contrato “de

<sup>26</sup> BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1974a) p. 79.

<sup>27</sup> BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1974a) p. 80.

<sup>28</sup> Intervención de don Samuel Lira Ovalle –BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1974b) p. 91–.

<sup>29</sup> Su situación era muy similar a la de los “contratos de riesgo” regulados en la República Argentina por medio de la ley 21778, de 1978. Al respecto, véase CASAL (2015) pp. 17-19.



servicio”, es decir, de prestación de servicios. En segundo lugar, el D.L. disponía en forma expresa que los contratos de operación no afectarían en caso alguno el dominio del Estado sobre los yacimientos de hidrocarburos y demás elementos y compuestos químicos que los acompañan, no constituirían concesiones, no conferirían ningún derecho sobre dichos hidrocarburos, elementos y compuestos, ni concederían facultades de apropiación o aprovechamiento sobre los mismos (art. 3º)<sup>30</sup>. Por su parte, el artículo 6º del D.L. disponía que lo que recibiera el contratista como compensación *de sus servicios* se denominará “retribución”; por ende, el pago que ENAP efectuaba al contratista (retribución) constituía la contraprestación debida con ocasión de la prestación de servicios por parte del contratista.

Asimismo, constituye un antecedente para considerar lo relativo al *riesgo* asumido por el contratista, entendido éste como la posibilidad de fracaso de las actividades exploratorias. En el D.L. 1089 se contemplaban dos especies de contratos: uno *con riesgo* y otro *sin riesgo*. El contrato con riesgo, es decir, con asunción del eventual fracaso exploratorio, era el contrato de operación petrolera *stricto sensu*, según se desprendía del artículo 5º Nº 2 del D.L., el que disponía que el contratista se obligaba a proporcionar, *por su cuenta y riesgo*, la totalidad de los capitales, equipos, instalaciones, materiales, personal, tecnología y todo otro elemento requerido para el fiel y estricto cumplimiento del contrato; y del artículo 7º del D.L., en cuanto establecía que ENAP no contraía más responsabilidades que aquellas que específicamente se estipularan en el contrato<sup>31</sup>. Junto a ello, consagrando una práctica tradicional de ENAP<sup>32</sup>, el artículo 11 del D.L. contemplaba el “contrato de trabajo petrolero específico”, en virtud del cual un contratista encarga a un tercero la prestación de un determinado servicio o la ejecución de una obra petrolera, específicos, mediante el pago de una remuneración.

Los antecedentes expuestos son determinantes de la naturaleza jurídica del contrato de operación petrolera y de los contratos de trabajo petrolero específico: es claro que los contratos regulados bajo la vigencia del D.L. 1089 se enmarcaban en la categoría de los denominados *contratos o convenios de*

<sup>30</sup> Comentando dicha disposición, VILLAGRÁN (1986) p. 140, señalaba que tenía por objeto conservar el dominio del Estado y establecer las modalidades contractuales (contratos de operación) que ENAP podía celebrar.

<sup>31</sup> Véase, en este sentido, VERGARA (2010) pp. 659-660.

<sup>32</sup> Así consta en BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1974b) pp. 93-94, en donde el entonces fiscal de ENAP indicó que “. . . ENAP invariablemente ha estimado que el contrato de servicios puro y simple le está permitido concertarlo, y tanto es ello efectivo que toda la exploración de la zona norte se realizó sobre la base de contratos de servicios por compañías norteamericanas, las cuales aportaron sus equipos y técnicos y ENAP les pagó sus servicios. (. . .) con posterioridad, se llevó a efecto, con el mismo procedimiento anterior, una exploración en la plataforma marítima continental, en la que se cavaron diversos pozos por los cuales la empresa pagó una determinada suma de dólares por cada día de trabajo, y recientemente se ha suscrito un contrato para instalar otra plataforma marítima en el Estrecho de Magallanes, la que iniciará las perforaciones en 1976 y también será pagada en la forma que se ha indicado . . .”.

*servicios petroleros*<sup>33</sup>. Tratábase, por ende, de una relación negocial de la cual emanaban derechos personales, tal y como consta en las *Actas de la Comisión Constituyente*, donde se sostuvo<sup>34</sup>: “. . . la restricción vigente se reduce a que no puede transferir el dominio de dichos bienes ni desprenderse de ellos. (. . .) [T]ales riquezas han quedado reservadas al Estado en virtud de preceptos constitucionales y legales, y por lo tanto, no es posible conferir derechos reales sobre los yacimientos de hidrocarburos existentes en el territorio nacional, *sino que sólo otorgar derechos personales, es decir, celebrar cualquier tipo de contratos con empresas nacionales o extranjeras distintas del Estado*, transfiriéndoles el dominio de los créditos que emanan de esos pactos . . .” (el destacado nos pertenece).

b) *SU NATURALEZA BAJO LA CPR.* — Bajo la vigencia del D.L. 1089 no había duda de la naturaleza contractual de los contratos de operación, de la mano del contrato de operación petrolera y de los contratos de operación de sustancias atómicas naturales. Sin embargo, tras la entrada en vigor de la actual CPR un importante sector de la doctrina chilena ve en este contrato una institución de naturaleza concesional. Así, se ha señalado que<sup>35</sup> “. . . la forma en que se conceptualiza la clasificación (mediante una desafortunada terminología que distingue entre sustancias concesibles e inconcesibles), es ciertamente incoherente, pues desde un punto de vista dogmático todo acto que permite el aprovechamiento a particulares siempre será jurídicamente una ‘concesión’, sea cual sea la clase de sustancias minerales de que se trate

<sup>33</sup> Al respecto, es interesante destacar que don Samuel Lira Ovalle, en su intervención ante la Comisión Ortúzar, al analizar la consulta de ODEPLAN acerca de la interpretación de la disposición constitucional que prohibía toda especie de concesiones de explotación o de exploración de hidrocarburos, señala como normas a tener en consideración en materia petrolera, la legislación hidrocarburífera boliviana y peruana de la época. Cfr. BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1974b) pp. 91-93. Asimismo, véase PÉREZ (1990) p. 129; BRUNNER (1991) p. 132; ROJAS (1997) pp. 69-72; TAPIA y AGURTO (1998) p. 16; VERGARA BLANCO (2010) p. 658. En la doctrina comparada, véase CÁRDENAS (1976) p. 70, en la que sostiene que el D.L. 1089 sigue el modelo peruano de contrato de servicios. Por su parte, MONDINO (1977) pp. 45, 67, 73 y 80, en las que califica expresamente a los contratos de operación del D.L. 1089 como convenios de servicios que siguen el modelo contractual peruano de 1968. Asimismo, VILLAGRÁN (1986) p. 139, quien señala que el modelo consagrado en el D.L. 1089 se enmarcaba en aquellos que “. . . establecen retención de título sobre los hidrocarburos, y por ende, sin transmisión alguna más que cuando se efectúa un pago, se retribuye un servicio . . .”. En esta misma línea, BUNGE (1984) p. 482, sostiene que “. . . [l]a ley de Chile se asemeja al régimen legal argentino sobre *contrato de riesgo*, que no concede al contratista la propiedad del producto, sino únicamente lo faculta a operar el pozo petrolero sobre la base de un pago en dinero, y eventualmente en especie . . .”. Finalmente, DABINOVIC (1987) p. 15, sostiene que “. . . [t]he “service contract” emerged as a predominant legal means of attracting oil exploration and production by international oil companies, and although used in other countries as well, it was envisaged in Latin America as a fortunate compromise between the lingering principle of national sovereignty over natural resources, and the demanding realities of the balance of payments . . .”.

<sup>34</sup> BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1974b) p. 102.

<sup>35</sup> VERGARA (2010) pp. 192-193, 657 y ss. Asimismo, véase PÉREZ (1990) y (1993) *passim*; ROJAS (1997) *passim*.

(en otras palabras: todas las ‘minas’ son jurídicamente ‘concesibles’). El hecho es que tanto las ‘concesiones [que] se constituirán por resolución judicial’, por un lado, como las ‘concesiones administrativas’ o ‘contratos especiales de operación’, que se constituirán por un acto administrativo, por otro lado, siempre serán una especie de un solo *genus* jurídico: el concesional, llámele como le llame la CPR . . .”.

La posición expuesta se sustenta en la construcción dogmática de los *derechos reales administrativos de aprovechamiento*, que se funda en la premisa consistente en que como el derecho real administrativo recae sobre una cosa de dominio público, la cual se encuentra sustraída del comercio jurídico privado, su nacimiento es incompatible con los modos de creación tradicionalmente reconocidos en el Derecho privado, pudiendo nacer a la vida jurídica sólo por un acto típicamente administrativo: la concesión, sin perjuicio de la existencia de otros modos de creación, como la propia ley y la prescripción<sup>36</sup>.

Sin embargo, existen diversos argumentos para mantener la conceptualización contractual de los contratos especiales de operación, considerándose incluso en la actualidad como *contratos administrativos de prestación de servicios*.

En primer lugar, desde una concepción *funcional* del dominio público, no se aprecian dificultades en aceptar su aprovechamiento no sólo por vías concesionales, sino que también por vías contractuales. Si el Estado no es dueño “patrimonial” del “dominio minero”, y por ende nada “concede” al particular, sino que se limita a “ordenar” el ejercicio de cierta actividad que conlleva un uso más o menos intensivo del dominio público, el Estado, en principio, puede utilizar todas las técnicas de ordenación que están a su disposición para regular el acceso al referido aprovechamiento. Y así como cabría acudir, por ejemplo, a la técnica autorizatoria, cabría también utilizar el contrato, en virtud del denominado *principio de intercambiabilidad de las técnicas administrativas*, en cuya virtud la Administración puede en determinados casos lograr una misma finalidad mediante diferentes tipos de actuaciones<sup>37</sup>. Así, creemos que no existen reproches dogmáticos a la posibilidad de utilizar el dominio público a través de vías contractuales, separándose del tradicional título que constituye la concesión. En efecto, el TC de Chile ha reconocido que la concesión es el título *principal* de utilización del dominio público, *pero no el único*, al sentenciar que<sup>38</sup> “. . . la ‘publicatio’, si bien excluye la apropiación de los bienes que la componen por particulares, no excluye a éstos del uso privativo que puedan obtener, es decir, no quedan marginados del tráfico jurídico. Mediante *ciertos títulos habilitantes*, la Administración encargada de la administración del bien demanial, entrega no el bien, pues atentaría contra su inalienabilidad, sino que ‘reparte, por motivos de interés público, derechos de utilización o aprovechamiento privativo sobre determinadas por-

<sup>36</sup> GONZÁLEZ (1957) pp. 172-173.

<sup>37</sup> VILLAR (1999) p. 40; DIEZ-PICAZO (1982) p. 21. En Chile, LEAL (2014) pp. 15-16.

<sup>38</sup> STC Rol N° 1281-08-INA, Considerando 35.

ciones del dominio público con un destino específico’ (. . .). Sin esos títulos, el privado no tiene legitimidad para su uso privativo. El *principal* de estos títulos es la concesión. . .” (el destacado nos pertenece).

Como ha destacado la doctrina, la opción por uno u otro título suele estar vinculada más bien a motivaciones políticas, ideológicas o económicas, que son las que en definitiva determinan la consagración de uno u otro sistema de uso del dominio público<sup>39</sup>. Y precisamente, en el ordenamiento jurídico chileno, la incorporación del modelo de contrato de operación responde a unas circunstancias económicas y políticas específicas y claramente identificables: *i*) la otrora imposibilidad constitucional de otorgar concesiones administrativas para el aprovechamiento de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, y *ii*) la necesidad económica de generar hidrocarburos en el territorio chileno, atendido el desabastecimiento internacional generado tras la crisis internacional de la OPEP en 1973.

<sup>39</sup> Como ha destacado la doctrina –MEILÁN (1982) pp. 10-11– “. . . el análisis de la realidad, a lo largo del tiempo, o a lo ancho del Derecho comparado correspondiente a un mismo momento, revela que la configuración del contrato y su uso por la Administración están dominados por un alto grado de instrumentalidad. No son razones dogmáticas, esenciales, exigidas por la naturaleza de las cosas o de las situaciones las que preside ese uso y esa configuración. Es algo mucho más pragmático. Que la Administración actúe a través del acto unilateral o del contrato, se explica por las finalidades que persiga en cada caso y está condicionada por el contexto ideológico o político o económico de cada ordenamiento o de cada circunstancia. El acto ofrece –y sobre todo históricamente ha ofrecido– un campo apropiado para el juego de la revocabilidad, en tanto el contrato es –y lo ha sido– el ámbito de la irrevocabilidad. El príncipe podía actuar *per modum privilegii* –otorgando rescriptos– o podía actuar *per modum contractus*, con la fuerza de la ley pactada. En este caso los derechos nacidos del pacto son irrevocables. . .”.

Dichas ideas han sido recientemente reiteradas, sosteniéndose que “. . . La intervención administrativa proviene de la presencia innegable de un interés público subyacente en toda explotación privativa del dominio público. Si la *publicatio* pretendió desde sus orígenes sustraer ciertos bienes del tráfico jurídico privado, es esa misma constatación de la demanialidad la que habilita a la Administración para controlar y planificar su explotación productiva, siendo el límite de la misma la integridad de los bienes concedidos. Por tanto, como en toda actuación administrativa, el otorgamiento de la concesión persigue el interés general, que se concibe como el fin público o finalidad objetivamente determinada por la norma creadora de la potestad. (. . .) Fuera de este ámbito, la intervención deberá ampararse en otros títulos, porque ya no será el demanial suficiente para justificarla. Partiendo de este razonamiento, es indiferente a priori utilizar la técnica contractual o la técnica unilateral para articular la relación entre el titular del dominio público y el usuario beneficiario de una concesión. En ambos casos la relación jurídica resultante tendrá como objetivo la explotación rentable del demanio dentro de los límites que impone la *publicatio* de los bienes objeto de utilización. El análisis histórico de ambas técnicas demuestra que ha sido coyuntural la aplicación de la técnica contractual para regular diversas relaciones entre la Administración y los particulares, cuando imperaba la creencia de que la Administración tenía una posición más fuerte frente al particular cuando acudía al acto que al contrato, y que la vinculación era mayor aplicando la técnica contractual. A modo de ejemplo: históricamente el acto ha ofrecido un campo apropiado para el juego de la revocabilidad; por eso, tratándose de relaciones que conllevan una inversión por parte del administrado, con objetivos claramente económicos y la idea de la rentabilidad de esta parte implicada, la técnica contractual ha resultado idónea. Pero esto no debe sacarse de su propio contexto, que es el de una Administración con mayor esfera de discrecionalidad y menor sujeción al principio de legalidad . . .”. Cfr. GARCÍA (1997) p. 344.

En segundo lugar, es sumamente relevante comprender que el objeto del contrato especial de operación no es permitir el aprovechamiento privado sin más de las sustancias no concesibles, en forma exclusiva o privativa, sólo para satisfacer fines estrictamente particulares. En la regulación del CEOP ello queda en evidencia, dado que se reconoce la existencia de una *retribución* que no es sino el pago que realiza el Estado por una prestación de servicios, que se debe efectuar bajo ciertos parámetros de obligado cumplimiento por el contratista (ejecución de compromisos mínimos, devolución obligatoria de áreas, establecimiento de una producción máxima eficiente y de mínimos de producción). A partir de lo anterior se puede comprender cuál es el esquema diseñado por el legislador constitucional al regular las distintas vías de aprovechamiento de las sustancias no concesibles por los particulares:

i) Por una parte, se permite el otorgamiento de concesiones administrativas que se centran primordialmente en la satisfacción de un fin privado por medio del otorgamiento de derechos reales de aprovechamiento ínsitos en la idea de concesión de exploración o explotación a que alude el artículo 19 N°24 inc. 10 de la CPR, sin perjuicio del interés público que se subentiende existe en que las sustancias judicialmente no concesibles sean explotadas por los particulares, dadas las consecuencias anexas que la referida actividad conlleva en general para la sociedad, tal y como se reconoce expresamente para las sustancias mineras concesibles por el propio texto constitucional, al señalar que “. . . *La concesión minera obliga al dueño a desarrollar la actividad necesaria para satisfacer el interés público que justifica su otorgamiento . . .*” (inc. 7° del artículo 19 N° 24 de la CPR), y como lo ha ratificado además el TC, entre otras ocasiones, en su sentencia Rol N° 1281-08-INA, de 13 de agosto de 2009.

ii) Y junto a ello se permite asimismo que los privados concurren prestando servicios al Estado a fin de que éste pueda aprovechar de una manera específica (ni directa ni por medio de sus empresas, sino que con el concurso de capital privado y bajo su propio riesgo) las sustancias no concesibles, bajo las condiciones establecidas por el Estado a tal efecto por medio de un acto administrativo unilateral materializado a través de un contrato, el cual, como se verá seguidamente, otorga meros derechos personales. De esta forma, *pese a la aparente flexibilidad de la mera regulación literal constitucional (ya que estas consideraciones no se desprenden del propio texto, sino que de un análisis sistemático y teleológico de diversas normas del ordenamiento jurídico), los títulos jurídicos habilitantes a favor de los particulares responden a esquemas de aprovechamiento diversos. Y la Administración, al acceder al otorgamiento de los mismos, debe respetar tales esquemas, so pena de desvirtuar las diversas vías de aprovechamiento dispuestas por la CPR.*

iii) En tercer lugar, la naturaleza contractual del contrato especial de operación determina que este no otorgue derechos reales de aprovechamiento sobre un bien que integra el dominio público, sino que dada dicha naturaleza, *sólo reconoce derechos personales, que no facultan a la apropiación directa del bien.* Un dato interesante al respecto consta en la Historia de la ley 19657, sobre Concesiones de Energía Geotérmica. El proyecto de ley original contem-

plaba que la energía geotérmica sería aprovechable a través de un sistema de contratos de operación. Sin embargo, dicho modelo fue posteriormente desechado, por considerarse que el referido contrato presenta características de arriendo motivo por el que los inversionistas no tendrían el uso y goce del bien<sup>40</sup>. En esta línea resulta de interés la alusión al Mensaje con que se acompañó el proyecto de la ley 20219, por la que se modificó la ley 19275, que destina recursos para el Fondo de Desarrollo de la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena (FONDEMA), a fin de incorporar a este los ingresos derivados de las actividades de explotación de hidrocarburos en virtud de los CEOP. En el referido Mensaje se señalaba<sup>41</sup>: “. . . El decreto con fuerza de ley N° 2, de 1987, establece que los contratos especiales de operación no constituyen concesiones ni confieren derechos a los particulares sobre los hidrocarburos. Lo anterior es conteste con lo que establece la Constitución Política de la República de Chile. En estos casos, es el Estado el que contrata la explotación de los hidrocarburos y el que paga al contratista una cantidad determinada en dinero o en hidrocarburos por la explotación realizada. De esta forma, y a la luz de la normativa vigente, *la explotación que realizan los particulares, en virtud de los Contratos Especiales de Operación, no les otorgan la titularidad de derecho alguno respecto de los hidrocarburos que extraen, más allá de los derechos personales que se derivan de los Contratos Especiales de Operación celebrados. . .*” (el destacado nos pertenece).

Las referidas constataciones implican, por ende, que no se vulnera la teoría general de la concesión, por cuanto en virtud del contrato especial de operación no se están otorgando derechos reales de aprovechamiento, es decir, derechos que facultan a su titular a apropiarse directamente de las sustancias extraídas en virtud del contrato en cuestión. Así, es posible sostener sin dificultades que en la actualidad el CEOP posee la naturaleza de un verdadero contrato de prestación de servicios.

c) *EL CEOP ES UN CONTRATO ADMINISTRATIVO.* — Sentado que el CEOP es un contrato de prestación de servicios, queda por demostrar que se encuadra en la categoría de los *contratos administrativos*. Como ha señalado la doctrina<sup>42</sup>, desde una concepción tradicional, los contratos de la Administración se caracterizan porque su objeto se concreta en una actividad o trabajo de carácter público o porque su finalidad es colaborar en la consecución de un fin público, todo ello en la medida que el titular de la obra, producto o servicio de que se trata será el Estado, propiamente tal, o sus servicios públicos dependientes o descentralizados. Se señala asimismo que los contratos administrativos se caracterizan por la desigualdad de las partes, por el régimen de Derecho Público al que quedan sometidos, en su objeto (que puede ser una *res extra commercium*), en el *ius variandi*, en la posibilidad de poner térmi-

<sup>40</sup> BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (2000) p. 38.

<sup>41</sup> BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (2007) pp. 5-6.

<sup>42</sup> MORAGA (2009) p. 69.

no unilateral al contrato, por el control administrativo a que se encuentran sometidos así como por el carácter *intuitu personae* del contrato<sup>43</sup>. Como se expondrá, la mayoría de las referidas características se aprecia en el contrato especial de operación petrolera.

En primer lugar, la finalidad del CEOP es de claro *interés público*. Estos acuerdos son contratos de prestación de servicios por medio de los cuales el Estado de Chile contrata a una empresa con el objeto de que ésta realice labores de exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos. Por esta vía excepcional, el Estado cuenta con la participación de los privados para poder efectuar el aprovechamiento de tales sustancias, las cuales son del dominio absoluto, exclusivo, inalienable e imprescriptible del Estado por disposición expresa de la CPR (artículo 19 N° 24 inciso 6°), y cuyo aprovechamiento se encuentra especialmente regulado, dado el carácter estratégico y la relevancia de tales sustancias para la independencia y seguridad en el suministro energético del país. Los señalados bienes, que integran el dominio estatal “por razones de bien común”, como ha indicado el TC (Sentencia Rol N° 5, de 1981), se encuentran sometidos a un régimen de Derecho Público excepcional, el cual determina, entre otras cosas, que su aprovechamiento deba efectuarse *con fines exclusivos de interés público*, lo cual impone la necesidad de una “. . . explotación racional, capaz de extraer el máximo aprovechamiento posible dentro del respeto al bien y a su destino primordial . . .”, tal y como ha señalado el TC de Chile (Sentencia Rol N° 1281-08-INA, considerando 34). Es precisamente dicha circunstancia la que justifica que todos los Decretos Supremos de Requisitos y Condiciones dictados hasta la fecha señalen expresamente que “El Contrato contendrá además *estipulaciones conducentes a asegurar el aprovechamiento de los yacimientos de hidrocarburos que puedan descubrirse*, así como cláusulas y compromisos que sean nacional e internacionalmente conocidas y utilizadas para convenios de la misma o similar naturaleza, o que tengan por objeto su adecuada ejecución”. En dicha disposición puede verse reflejado el interés del Presidente de la República en que el CEOP garantice el adecuado aprovechamiento de los yacimientos descubiertos, en el entendido que dicho aprovechamiento repercute e incide en el bienestar común.

En segundo lugar, según señala el artículo 19 N° 24, inc. 10 de la CPR, la suscripción del CEOP y la consiguiente exploración y explotación de los hidrocarburos líquidos y gaseosos está supeditada a los requisitos y condiciones que el Presidente de la República fije caso a caso. Solo mediante dicho acto administrativo el Estado, representado por el Ministerio de Energía, puede suscribir tal contrato. Así, el CEOP se encuentra en todo supeditado a las disposiciones del correspondiente Decreto Supremo de requisitos y con-

<sup>43</sup> En general, sobre los citados elementos como determinantes de la existencia de un contrato administrativo, véase. en la doctrina chilena, OELCKERS (1979) pp. 135-160; CALDERA (1979) pp. 232-239; MORAGA (2009) p. 69; POBLETE (2007) pp. 76-78; SOTO (2009) pp. 471-472; VIÑUELA (2007) p. 42; DE LA CRUZ (2008) pp. 59-60.

diciones, manifestándose la posición de preeminencia del Estado por sobre el contratista.

En tercer lugar, el objeto del CEOP es la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos, sustancias que integran el concepto “minas” y que, en tanto tales, se encuentran atribuidas en dominio al Estado por expresa disposición constitucional, motivo por el cual cabe considerarlas como *res extra commercium*, pudiendo ser objeto del tráfico jurídico sólo a través de las particulares vías dispuestas al efecto por la CPR, siendo los CEOP precisamente una de dichas vías.

En relación a la facultad de terminación unilateral, es dable destacar que el inciso 10° del artículo 19 N° 24 de la CPR dispone que el Presidente de la República podrá poner término, en cualquier tiempo, sin expresión de causa y con la indemnización que corresponda, a las concesiones administrativas o a los *contratos de operación* relativos a explotaciones ubicadas en zonas declaradas de importancia para la seguridad nacional. Por tanto, como se puede apreciar, es la CPR la que establece la posibilidad de que determinados CEOP sean terminados unilateralmente, mediando la correspondiente indemnización.

Asimismo, es importante destacar que la ejecución de todos los trabajos e inversiones mínimas comprometidas por el contratista especial durante la fase de exploración está sujeta a cauciones por un valor equivalente a los montos de los trabajos e inversiones comprometidas, las cuales tienen por objeto precisamente asegurar su cumplimiento.

En relación al *ius variandi*, lo cierto es que si bien los CEOP vigentes no contemplan tal posibilidad, ello no empece a su consideración como contratos administrativos, ya que en rigor nada impide que el Presidente de la República establezca para futuros contratos cláusulas de *ius variandi*, dadas las atribuciones que el Jefe del Estado posee a nivel constitucional respecto a los requisitos y condiciones de los contratos.

Finalmente, cabe destacar que la resolución aprobatoria del respectivo CEOP está sometida al control preventivo de legalidad de la CGR, al encontrarse sujeta al trámite de toma de razón, según señala el artículo 9.3.3 de la resolución 1600/2008, de la CGR, que fija normas sobre exención del trámite de toma de razón, sin perjuicio, asimismo, de las atribuciones generales de fiscalización que posee el referido órgano de control en la materia, tal y como ha sido reconocido expresamente en su dictamen 68476/2012<sup>44</sup>.

Sin perjuicio de lo expuesto, es relevante destacar que para encontrarnos ante la existencia de un contrato administrativo no es determinante ni imprescindible la existencia de potestades exorbitantes, tal y como lo ha sosteni-

<sup>44</sup> En su párrafo final, el referido dictamen señala: “. . . No obstante lo expuesto, conviene recordar que las reparticiones públicas involucradas en la materia en estudio deben mantener un control permanente respecto del cumplimiento de los CEOPS vigentes, como asimismo adoptar las medidas que sean procedentes en caso que ello no ocurra a fin de resguardar la integridad del patrimonio público, lo cual no obsta a las atribuciones con que cuenta esta Contraloría General en la materia de que se trata . . .” (el destacado nos pertenece).



do un sector de la doctrina<sup>45</sup> y la CGR en su dictamen 46460/2000, al afirmar que “. . . como lo ha manifestado la jurisprudencia de esta Entidad de Control, expresada, entre otros, en los dictámenes 29401, de 1984 y 12251, de 1993, y como también se infiere de lo dictaminado en el oficio 14540, del presente año, la expresión contrato administrativo se entiende con un alcance amplio, en el sentido de que abarca los diversos tipos de contratos que celebren los entes de la Administración, *tanto en el ámbito de sus potestades exorbitantes como en el de su actuación en un plano de igualdad con los particulares . . .*” (el destacado nos pertenece).

d) *EL CEOP ES UN CONTRATO DE RIESGO*. — Finalmente, hemos indicado que el CEOP es un contrato administrativo de prestación de servicios “con riesgo”<sup>46</sup>. En el Derecho comparado los *contratos de servicios con riesgo* son los más típicamente utilizados para el desarrollo de reservas petroleras, encontrando en los ordenamientos latinoamericanos su caldo de cultivo<sup>47</sup>, aun cuando sus orígenes se sitúan en la Ley de Petróleo de Irán, de 1974<sup>48</sup>, que implantó un nuevo régimen contractual de cara a la crisis petrolera del año 1973, en cuya virtud la inversión extranjera en materia de *upstream* sólo podía materializarse a través de la empresa petrolera estatal iraní y la suscripción de contratos de servicio. En estos contratos, la empresa petrolera acuerda explorar un área específica y evaluar su potencial para descubrimientos, asumiendo plenamente los costos de la exploración y *los riesgos inherentes a dichas labores*<sup>49</sup>.

Lo anterior es sumamente importante, por cuanto permite excluir desde ya que las variaciones en los precios internacionales del petróleo puedan considerarse como parte del “riesgo contractual” asumido por el contratista. En efecto, tal y como señala el artículo segundo, punto 2.3 del CEOP: “. . . El Contratista asumirá *los riesgos inherentes a la exploración de hidrocarburos*, debiendo aportar a su exclusivo cargo la tecnología, capitales, equipos, maquinarias y demás inversiones que fueren necesarias para la prospección y exploración del Área de Contrato, así como también para el posterior desarrollo y producción de los yacimientos que eventualmente se descubran y que fuesen declarados comercialmente explotables por el Contratista . . .” (el destacado nos pertenece).

Como se puede apreciar, las variaciones en los precios del hidrocarburo no forman parte del riesgo contractualmente asumido por el contratista, el cual se reduce a la incerteza o incertidumbre geológica inherente a toda

<sup>45</sup> Para CORDERO (2015) p. 425, un contrato es administrativo dada la participación de la Administración y atendido el origen público de los fondos. Por su parte, MORAGA (2009) p. 219, señala que la exorbitancia no es de por sí la gran peculiaridad de los contratos que celebra la Administración.

<sup>46</sup> En nuestra doctrina, en este sentido puede verse a ALBURQUENQUE (2001) p. 351.

<sup>47</sup> Véase, para Argentina, CASAL (2015) pp. 17-19.

<sup>48</sup> TAVERNE (2008) p. 157; OMOROGBE y ONIEMLA (2010) p. 126; DABINOVIC (1987) pp. 15-30.

<sup>49</sup> SMITH y DZIENKOWSKI (1989) p.41; SMITH (1992) pp. 519-520.

exploración de hidrocarburos, pero que no alcanza ni la explotación ni comercialización de dichas sustancias.

e) *EL CEOP ES UN “CONTRATO-LEY”*. — Finalmente, cabe señalar que el CEOP puede encuadrarse dentro de la denominada categoría de los “contratos-leyes”. Esta surgió originalmente como un supuesto contractual innominado que progresivamente fue objeto de positivación<sup>50</sup>, cuyo fin esencial fue el incentivo de las inversiones<sup>51</sup>. En el ámbito de los recursos naturales, estos tuvieron una muy especial utilización en virtud del artículo 55 de la ley 16624, que permitió la suscripción de los denominados “Convenios del Cobre”, celebrados entre la Corporación del Cobre y las empresas que explotaban la Gran Minería del Cobre, sin perjuicio de su uso previo en relación al régimen de otras diversas sustancias minerales<sup>52</sup>.

Esta categoría fue objeto de un intenso debate en la doctrina chilena. Al respecto, CARRASCO DELGADO y ROSALES VALVERDE<sup>53</sup> señalaban que los contratos-leyes eran “. . . aquellos contratos o convenciones de cualquier clase que el Estado o sus organismos celebren con autorización o aprobación de la ley y por los cuales se comprometen a mantener a favor de particulares determinados regímenes legales de excepción o tratamientos administrativos especiales . . .”.

Los mismos autores daban cuenta de las posturas existentes en ese momento sobre los contratos-leyes, a saber: una opinión gubernativa, que entendía que tales contratos eran inválidos, no ajustados a principios jurídicos y por ende susceptibles de ser dejados sin efecto sin mayores formalidades; una opinión que los consideraba válidos pero reconociendo al Estado el derecho a dejarlos sin efecto a condición de que para ello existiera una ley aprobada por una mayoría especial; y una tercera opinión, en cuya virtud los contratos-leyes siempre tienen valor y para el caso de ser desconocidos debe existir una indemnización limitada al daño emergente<sup>54</sup>.

Por su parte, la CGR, en su dictamen 43483/1954, señaló: “. . . la denominación contrato-ley corresponde a todos aquellos convenios generadores de obligaciones recíprocas que suscriben una o varias personas o entidades privadas por una parte y el Supremo Gobierno por la otra y cuya plena eficacia

<sup>50</sup> YRARRÁZVAL (1966) pp. 71-73.

<sup>51</sup> BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1976) p. 6.

<sup>52</sup> Legislativamente se registran otros supuestos de contratos-leyes anteriores en el ámbito de los recursos naturales. Es el caso de la ley 4581, publicada el 12 de febrero de 1929, que autorizó al Presidente de la República para celebrar contratos de duración no superior a treinta y cinco años, entre el Fisco y las empresas explotadoras de minerales de hierro, disponiendo que los beneficios de la explotación de minas de hierro y establecimientos siderúrgicos que beneficien minerales de hierro nacional para la elaboración de hierro o acero, quedarían comprendidos en la cuarta categoría de la ley de Impuestos a la Renta y pagarán en ella solo el impuesto de seis por ciento. Otros ejemplos pueden verse en YRARRÁZVAL (1966) pp. 65-67.

<sup>53</sup> CARRASCO y ROSALES (1971) p. 67.

<sup>54</sup> Un mayor detalle sobre los argumentos a favor y en contra, en YRARRÁZVAL (1966) pp. 68-78.

se deja sometida a la aprobación legislativa, por contener algunas materias que dentro de nuestro régimen jurídico requieren de sanción . . .”.

A su vez, la Corte Suprema chilena<sup>55</sup> resolvió: “. . .) [e]n nuestro derecho positivo no existen especialmente instituidos ni reglamentados los acuerdos, convenios o convenciones legales constituidos por leyes, que tienen por objeto garantizar por el Estado o terceros, ya en general o nominativamente, el otorgamiento de ciertas franquicias o derechos en los cuales se conviene entre aquellos en la ejecución de actos de interés general, franquicias que se hacen consistir en liberación de contribuciones, regulación de tarifas, concesiones relativas a servicios públicos, a obras públicas o a bienes de dominio público, etc., o convenciones legales que por los diversos nombres con que se les designa, acarrear por lo general dificultades entre la calificación del acto y su verdadero contenido (. . .). [L]os tratadistas han llamado a estos actos contratos leyes, convenciones o acuerdos legales, etc., en cuanto no pueden ser vulnerados unilateralmente por el Estado, sin lesionar los derechos patrimoniales de la persona favorecida, y esto no porque se les considere como contratos propios de los actos y declaraciones de voluntad de que se ocupa el derecho privado, sino que por una razón de ética legal; todos los actos, tanto los ejecutados por los particulares, como aquellos que ejecuta el Estado, son efectuados sobre la base de la buena fe de las partes y de la mutua confianza al respeto de sus actuaciones; y, estas últimas en especial, dentro de la esfera del Derecho administrativo . . .”.

En esta materia MAIRA AGUIRRE<sup>56</sup> sostenía: “. . . la denominación de contrato-ley debe caracterizar a aquellos actos jurídicos especiales, de naturaleza sui generis que el Estado realiza en el ejercicio de su personalidad común y que en mérito de su inclusión ad referendum en un texto legal, son elevados a la calidad de actos que sancionan solemnemente los Poderes del Estado. Sus posibilidades de modificación dependerán por lo tanto de lo que directamente disponga el texto que los apruebe, quedando en claro que ninguna otra garantía los ampara ni puede beneficiarlos. En otras palabras, sólo existirá un contrato-ley cuando una convención perfecta en sus efectos es objeto de aprobación expresa por parte del Congreso Nacional a través de la aprobación de un proyecto de ley que la incluya . . .”.

SILVA CIMMA<sup>57</sup> afirmaba en relación a estos contratos: “. . . se trata de una institución de muy dudosa cabida en nuestro Derecho y más bien nos inclinamos a pensar que en el terreno de la potestad soberana de legislar los poderes colegisladores no pueden tener otro límite que el marco consagrado de la Constitución, por manera que siempre la ley será modificable, aun cuando de ella emanen derechos para terceros encuadrándose dentro de aquellos límites (. . .). Pero lo que jurídicamente no aceptamos en el campo del Derecho Público es que el legislador resulte limitado para actuar a pretexto

<sup>55</sup> Sentencia del 27 de diciembre de 1968.

<sup>56</sup> MAIRA (1970) pp. 53-54.

<sup>57</sup> SILVA (1996) p. 115.

de contingentes vínculos contractuales. Precisamente el interés público que se invoca como fundamento del instituto de la ley-contrato, es la que lo impide, y nada sería más enervante para la evolución de nuestras instituciones jurídicas y administrativas que propugnar semejante tesis . . .”.

Más allá del intenso debate doctrinal existente en dicho momento en relación a la aceptación o no de la referida categoría contractual así como a las consecuencias de la misma (modificabilidad versus inmodificabilidad del contrato-ley), lo cierto es que los contratos-leyes recibieron consagración constitucional indubitada por medio de la ley 17450, de 1971, que agregó dos incisos finales al artículo 10 N° 10 de la Constitución Política de 1925<sup>58</sup>. Los referidos incisos disponían que cuando “. . . el Estado o sus organismos hayan celebrado o celebren con la debida autorización o aprobación de la ley, *contratos o convenciones de cualquiera clase en que se comprometan a mantener en favor de particulares determinados regímenes legales de excepción o tratamientos administrativos especiales*, éstos podrán ser modificados o extinguidos *por la ley* cuando lo exija el interés nacional . . .” (el destacado nos pertenece), permitiéndose que cuando se cause un perjuicio directo, actual y efectivo, la ley establezca una compensación<sup>59</sup>.

Más recientemente, es interesante destacar lo resuelto por el TC en su sentencia Rol N° 1452-2009, de 5 de agosto de 2010, dado que en dicho fallo, como ha destacado la doctrina<sup>60</sup>, se reconoce que los contratos-leyes constituyen un supuesto excepcional en cuya virtud es posible reclamar la intangibilidad de las normas que determinan las inversiones realizadas por un individuo. En concreto, el referido fallo señala (considerando 36): “. . . es necesario tener presente que la institución de los ‘contratos leyes’ ha sido diseñada para atraer inversiones privadas que contribuyan al desarrollo de determinadas actividades que se estima insuficientemente abordadas. Para esos efectos, el Estado celebra un convenio con los particulares, sometido a la aprobación legislativa o fundado en ella, mediante el cual el Estado, en ejercicio de su potestad de imperio, otorga a los particulares garantías y seguridades con el carácter de intangibles o de no modificables . . .”.

Ya en el ámbito petrolero, al respecto es menester distinguir entre contratos especiales de operación petrolera (CEOP) y contratos especiales de operación que tengan por objeto otras sustancias no concesibles.

<sup>58</sup> Ley 17450, de reforma de la Constitución Política del Estado (D.O. 16/7/1971).

<sup>59</sup> Sin embargo, la referida disposición constitucional no fue objeto de buenas críticas. En efecto, el entonces Presidente del Consejo de Defensa del Estado señaló en la Comisión Ortúzar que “. . . [l]a reforma del año 1971, al mencionar los contratos-leyes, fue excepcionalmente desafortunada, incluso para la intención política de quienes propiciaron la dictación de esa norma, porque consagró la vigencia del contrato-ley como una realidad de rango constitucional y no reglamentó absolutamente nada, fuera de decir que la ley podría dejarlo sin efecto, dando en algunos casos, cuando el legislador lo estimara pertinente, una indemnización. Esto no fue un avance en el sistema, ya que, a su juicio, significó un retroceso” –BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1976) pp. 5-6–.

<sup>60</sup> PONCE DE LEÓN (2014) p. 455.

En relación con el CEOP y sobre la base de los desarrollos expuestos es posible sostener que constituye un *verdadero contrato-ley*, atendida la cláusula de invariabilidad tributaria contenida en el D.F.L. N° 2 y cuya operación queda supeditada a la suscripción del respectivo CEOP. En efecto, el artículo 5° inciso 3° del D.F.L. N° 2 dispone que cualquiera que fuere el régimen tributario fijado por el Presidente de la República, éste substituiría todo otro impuesto directo e indirecto que pudiese gravar la retribución o al contratista en razón de la misma, y el mismo sería invariable por el plazo que se otorgue. Junto a ello, el artículo 12 del D.F.L. N° 2 dispone que el régimen, los beneficios, franquicias y exenciones establecidos en dicha norma permanecerán invariables durante la vigencia del contrato. De esta manera, los contratos especiales de operación *petrolera* aparecen configurados como un supuesto de contrato-ley, en tanto que en ellos, de conformidad con las previsiones contempladas en el D.F.L. N° 2, se mantiene a favor del contratista un régimen legal particular que implica la congelación de su régimen, beneficios, franquicias y exenciones, siendo la clásicas las normas tributarias (tributación de la renta, aranceles, IVA) y cambiarias (libre acceso al mercado cambiario, libertad de adquisición de divisas, libertad de repatriación de divisas), ello por todo el período de vigencia del contrato.

Sin embargo, dado que el resto de los contratos especiales de operación no poseen regulación ni por ende un régimen especial de invariabilidad, no es posible sostener su carácter de contrato-ley.

#### § 4. CONCLUSIONES

En virtud de lo expuesto sostenemos que en la actualidad no existen dificultades para afirmar que la naturaleza jurídica del contrato especial de operación petrolera es la de un contrato administrativo de prestación de servicios con riesgo, el cual además se caracteriza por ser un contrato-ley.

La conclusión anterior es del todo relevante, ya que permite diferenciar dicho título jurídico de las concesiones administrativas, dotándolo de sentido, al vincular a ellos derechos meramente personales y a éstas verdaderos derechos reales administrativos.

Y asimismo, permite extraer consecuencias en cuanto a su régimen jurídico, el cual deja de ser el propio del acto administrativo para ser el general correspondiente a los contratos administrativos, salvo las disposiciones constitucionales y legales aplicables en particular a estos convenios.

#### BIBLIOGRAFÍA CITADA

- ALBURQUENQUE TRONCOSO, Winston (2001): “Las minas y las aguas en la Constitución de 1980”, en *Revista Chilena de Derecho*, vol. 28, n° 2: pp. 345-354.
- ALDAY ALDAY, Rodolfo Francisco (2011): *Los derechos reales administrativos: Estudio desde la perspectiva de la posición jurídica del particular* (Tesis para optar al

- Grado Académico de Licenciado en Derecho, Pontificia Universidad Católica de Chile), requerible en [http://146.155.94.2/F?func=direct&local\\_base=PUC01&doc\\_number=000564874](http://146.155.94.2/F?func=direct&local_base=PUC01&doc_number=000564874) (último acceso: 3/4/2016).
- ALESSANDRI RODRÍGUEZ, Arturo, SOMARRIVA UNDURRAGA, Manuel, y VODANOVIC H., Antonio (1998): *Tratado de Derecho civil: Partes preliminar y general*, tomo I (Santiago de Chile, Editorial Jurídica).
- ARÓSTICA MALDONADO, Iván (2001): *Derecho administrativo económico. Libre iniciativa privada y actividad empresarial del Estado* (Santiago de Chile, Universidad Santo Tomás).
- BRUNNER NOERR, Helmut (1991): “Memoria sobre la regulación internacional de la inversión extranjera en Chile, 1960-1991”, en *Anales del Instituto de Chile*, 1991: pp. 105-138.
- BUNGE GUERRICO, Hugo (1984): *Minería-Petróleo* (Buenos Aires, Abeledo-Perrot).
- CALDERA DELGADO, Hugo (1979): *Manual de derecho administrativo* (Santiago de Chile, Editorial Jurídica).
- CAMACHO CEPEDA, Gladys (2010): “La actividad sustancial de la Administración del Estado”, en Pantoja Bauzá, Rolando (coord.), *Tratado de derecho administrativo* (Santiago de Chile, Abeledo-Perrot Legal Publishing) tomo IV.
- CÁRDENAS, Emilio (1976): “Nuevas características del marco jurídico de la explotación de los recursos naturales en el contexto latinoamericano”, *Derecho de la integración*, n° 9 (22-23): pp. 67-91.
- CARRASCO DELGADO, Sergio, y ROSALES VALVERDE, Carlos (1971): “La reforma constitucional sobre nacionalización del cobre”, *Revista de Derecho*, n° 156: pp. 62-76.
- CASAL, Daniel (2015): “Evolución de la legislación hidrocarburífera en materia de concesiones”, *RADEHM*, n° 5: pp. 9-34.
- CEA EGAÑA, José Luis (2004): *Derecho constitucional chileno* (Santiago de Chile, Ediciones Universidad Católica de Chile) tomo II: “Derechos, deberes y garantías”.
- CLARO SOLAR, Luis (1930): *Explicaciones del Derecho civil y comparado* (Santiago de Chile, Imprenta Cervantes) tomo VI: “De los bienes I”.
- CORDERO VEGA, Luis (2015): *Lecciones de Derecho administrativo* (Santiago de Chile, Thomson Reuters, segunda edición).
- DABINOVIC, Tomislavo (1987): “Petroleum Service Contracts in Argentina, Brazil and Colombia: Issues Arising from their Legal Nature”, *Journal of Energy and Natural Resources Law*, vol. 5, n° 1: pp. 15-30.
- DANIEL ARGANDOÑA, Manuel (1985): *La organización administrativa en Chile. Bases fundamentales* (Santiago de Chile, Editorial Jurídica, segunda edición).
- DE LA CRUZ MILLAR, Alicia (2008): “Público/Privado en la contratación administrativa”, *Revista de Derecho Administrativo*, n° 2: pp. 59-60.
- DE REINA TARTIÈRE, Gabriel (2009): “Los derechos reales administrativos: fundamentos para una categoría”, *Revista Crítica de Derecho Inmobiliario*, año 85, n° 714: pp. 1669-1714.
- DIEZ-PICAZO, Luis María (1982): “La doctrina del precedente administrativo”, *Revista de Administración Pública*, n° 98: pp. 7-46.
- GARCÍA DE ENTERRÍA, Eduardo, y FERNÁNDEZ, Tomás-Ramón (2006): *Curso de Derecho administrativo* (Madrid, Thomson Civitas, décima edición) tomo II.
- GARCÍA DE ENTERRÍA, Eduardo, y FERNÁNDEZ, Tomás-Ramón (2008): *Curso de Derecho administrativo* (Madrid, Thomson Civitas, decimocuarta edición) tomo I.
- GARCÍA PÉREZ, Marta (1997): “La naturaleza jurídica de la autorización y la concesión, a propósito de la utilización del dominio público”, *Anuario da Facultade de Dereito da Universidade da Coruña*, n° 1: pp. 337-352.

- GONZÁLEZ PÉREZ, Jesús (1957): “Los derechos reales administrativos”, *Revista Crítica de Derecho Inmobiliario*, vol. 346-347: pp. 145-183.
- LATORRE VIVAR, Patricio (2008): “Las sociedades estatales en el ordenamiento jurídico chileno: naturaleza, límites y control de sus actividades”, *Revista de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso*, XXX: pp. 223-240.
- LEAL VÁSQUEZ, Brigitte (2014): *La potestad de inspección de la administración del Estado* (Memoria para optar al grado de Licenciado en Ciencias Jurídicas y Sociales, Universidad de Chile).
- LIRA OVALLE, Samuel (2007): *Curso de Derecho de minería* (Santiago de Chile, Editorial Jurídica, cuarta edición).
- MAIRA AGUIRRE, Luis (1970): “Las posibilidades de una nacionalización inmediata”, *Revista de Derecho Económico*, n<sup>os</sup> 31-32: pp. 18-68.
- MARTÍN-RETORTILLO BAQUER, Sebastián (2007): *Instituciones de Derecho administrativo* (Madrid, Thomson-Civitas).
- MEILÁN GIL, José Luis (1982): “La actuación contractual de la Administración Pública española. Una perspectiva histórica”, *Revista de Administración Pública*, n<sup>o</sup> 99: pp. 7-36.
- MONDINO, Pedro (1977): “Los contratos de servicio en la industria petrolera latinoamericana”, *Derecho de la Integración*, 10 (24): pp. 39-93.
- MONTT OYARZÚN, Santiago (2002): *El dominio público. Estudio de su régimen especial de protección y utilización* (Santiago de Chile, Cono Sur-LexisNexis).
- MORAGA KLENNER, Claudio (2009): *Contratación administrativa* (Santiago de Chile, Editorial Jurídica).
- OELCKERS CAMUS, Osvaldo (1979): “En torno al concepto de contrato administrativo”, *Revista de Derecho de la Universidad Católica de Valparaíso*, vol. III: pp. 135-160.
- OELCKERS CAMUS, Osvaldo (2000): “Las sociedades de capital mayoritario del Estado. Sus vínculos y diferencias con la Administración del Estado. Su estatuto y control”, *Revista de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso*, XXI: pp. 61-78.
- ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA (2015): *Riesgos de la explotación de los Hidrocarburos No Convencionales en América Latina y el Caribe* (Quito, OLADE).
- OMOROGBE, Yinka, y ONIEMLA, Peter (2010): “Property Rights in Oil and Gas under Domanial Regimes”, en: McHarg, Aileen; Barton, Barry; Bradbrook, Adrian y Godden, Lee (editores), *Property and the Law in Energy and Natural Resources* (Oxford, Oxford University Press): pp. 115-139.
- OSSA BULNES, Juan Luis (1999): *Derecho de minería* (Santiago de Chile, Editorial Jurídica de Chile, tercera edición).
- PÉREZ STIEPOVIC, Rodrigo (1990): *Naturaleza jurídica del contrato especial de operación*, Memoria de Grado, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- POBLETE VINAIXA, Julia (2007): *Actos y contratos administrativos* (Santiago de Chile, LexisNexis).
- PUJANTE, Ignacio (2015): “Nuevo régimen de explotación no convencional de hidrocarburos en la República Argentina”, *RADEHM*, n<sup>o</sup> 5: pp. 165-176.
- REYES RIVEROS, Jorge (1960): *Naturaleza jurídica del permiso y de la concesión sobre bienes nacionales de uso público* (Santiago de Chile, Editorial Jurídica).
- ROJAS CALDERÓN, Christian (1997): *Los derechos mineros de exploración y explotación. El caso de los llamados “Contratos Especiales de Operación”*, Memoria, Universidad de Valparaíso, Chile.
- RUEDA, Pablo, y MÁCULUS, Alex (2015): “La concesión de explotación no convencional de hidrocarburos”, *RADEHM*, n<sup>o</sup> 5: pp. 151-164.

- RUIZ BOURGEOIS, Carlos (1990): “Fundamentos constitucionales del Derecho de minería”, en *Revista de Derecho de Minas y Aguas*, vol. I: pp. 75-83.
- SILVA CIMMA, Enrique (1996): *Derecho administrativo chileno y comparado: introducción y fuentes* (Santiago de Chile, Editorial Jurídica, cuarta edición).
- SMITH, Ernest (1992): “From Concessions to Service Contracts”, *Tulsa Law Journal*, vol. 27: pp. 493-524.
- SMITH, Ernest, y DZIENKOWSKI, John (1989): “A Fifty-Year Perspective on World Petroleum Arrangements”, *Texas International Law Journal*, vol. 24: pp. 13-46.
- SOTO KLOSS, Eduardo (1996): *Derecho administrativo: bases fundamentales* (Santiago de Chile, Editorial Jurídica de Chile) tomo II, “El principio de juridicidad”.
- SOTO KLOSS, Eduardo (2002): “La concesión de servicio público. Notas para una precisión conceptual en el derecho chileno”, *Ius Publicum*, n° 9: pp.111-117.
- SOTO KLOSS, Eduardo (2009): *Derecho administrativo. Temas fundamentales* (Santiago de Chile, Abeledo Perrot Legal Publishing).
- TAPIA URIBE, Muriel, y AGURTO DÍAZ, Oscar (1998): *Contrato Especial de Operación Petrolera* (Memoria de Licenciatura, Santiago de Chile, Universidad Central).
- TAVERNE, Bernard (2008): *Petroleum, Industry, and Governments: A Study of the Involvement of Industry and Governments in the Production, and Use of Petroleum*, (Amsterdam, Kluwer Law International).
- URRUTIA, Leopoldo (1915): “Carácter y extensión del derecho de uso que se tiene en bienes nacionales de uso público”, *Revista de Derecho y Jurisprudencia*, tomo XII: pp. 145-154.
- U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2015): *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Other South America*, disponible en: <[http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Other\\_South\\_America\\_Bolivia\\_Chile\\_Paraguay\\_2013.pdf](http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Other_South_America_Bolivia_Chile_Paraguay_2013.pdf)> (último acceso: 27/11/2015).
- VERDUGO MARINKOVIC, Mario, PFEFFER URQUIAGA, Emilio y NAUDON DEL RÍO, Alberto (2004): *Análisis constitucional del proyecto ley que establece una regalía minera ad-valorem y crea un fondo de innovación para la competitividad*, Informe en Derecho.
- VERGARA BLANCO, Alejandro (1989): “Los derechos mineros como derechos reales administrativos”, *Revista de Derecho Público*, 115 (Madrid): pp. 475-493.
- VERGARA BLANCO, Alejandro (1992): *Principios y sistema del Derecho minero. Estudio histórico-dogmático* (Santiago de Chile, Editorial Jurídica de Chile).
- VERGARA BLANCO, Alejandro (2010): *Instituciones de Derecho minero* (Santiago de Chile, Abeledo-Perrot Legal Publishing).
- VILLAGRÁN KRAMER, Francisco (1986): “Regímenes legales sobre hidrocarburos en Latinoamérica”, en *Estudios de Derecho Económico V* (Universidad Nacional Autónoma, México) pp. 125-226.
- VILLAR EZCURRA, José (1999): *Derecho administrativo especial. Administración Pública y actividad de los particulares* (Madrid, Civitas).
- VINUELA HOJAS, Mauricio (2007): “El contrato de concesión de obra pública. Una ratificación legislativa de las categorías conceptuales del contrato administrativo”, *Revista de Derecho Administrativo*, n° 1: pp. 39-70.
- YRARRÁZVAL COVARRUBIAS, Jaime (1966): “Validez de los contratos-leyes. Legislación y jurisprudencia”, en VV.AA., *Cuartas Jornadas Chilenas de Derecho Público Septiembre 1965, Trabajos y Conclusiones* (Santiago de Chile, Editorial Jurídica) pp. 61-78.
- ZÚÑIGA URBINA, Francisco (2005): “Constitución y dominio público (Dominio público de minas y aguas terrestres)”, *Revista Ius et Praxis*, 11 (2): pp. 65-101.



JURISPRUDENCIA JUDICIAL CITADA

- Sentencia del Tribunal Constitucional de Chile de fecha 9 de noviembre de 1981, Rol N° 5.  
Sentencia del Tribunal Constitucional de Chile de fecha 5 de agosto de 2010, Rol N° 1452-2009.  
Sentencia del Tribunal Constitucional de Chile de fecha 13 de agosto de 2009, Rol N° 1281-08-INA.  
Sentencia de la Corte Suprema de Chile de fecha 27 de diciembre de 1968, en *Revista de Derecho y Jurisprudencia*, tomo LXV, Segunda Parte, Sección Primera, pp. 399 y ss.

JURISPRUDENCIA ADMINISTRATIVA CITADA

- Dictamen 43483/1954, de la Contraloría General de la República.  
Dictamen 33716/1982, de la Contraloría General de la República.  
Dictamen 26650/1983, de la Contraloría General de la República.  
Dictamen 39562/1997, de la Contraloría General de la República.  
Dictamen 46460/2000, de la Contraloría General de la República.  
Dictamen 68476/2012, de la Contraloría General de la República.

NORMAS CITADAS

a) *Argentina*

- Ley 17319 (B.O. 30/06/1967). Ley de Hidrocarburos.  
Ley 21778 (B.O. 20/04/1978). Ley de Contratos de Riesgo.  
Ley 27007 (B.O. 31/10/2014). Reforma de la ley 17319 de Hidrocarburos.

b) *Chile*

- Constitución Política de la República de Chile.  
Ley 4581, publicada el 12 de febrero de 1929.  
Ley 16319 (D.O. 23/10/1965), que crea la Comisión Chilena de Energía Nuclear.  
Ley 16624 (D.O. 15/5/1967), que fija el Texto Refundido y Definitivo de la ley 11828, de 5 de mayo de 1955, y de la ley 16425, de 25 de enero de 1966.  
Ley 17450 (D.O. 16/7/1971), de reforma de la Constitución Política del Estado.  
Ley 18097 (D.O. 21/1/1982), Orgánica Constitucional sobre Concesiones Mineras.  
Ley 18248 (D.O. 14/10/1983), Código de Minería.  
Ley 18888 (D.O. 6/1/1990), que modifica la ley 9618.  
Ley 19657 (D.O. 7/1/2000), sobre Concesiones de Energía Geotérmica.  
Ley 19880 (D.O. 29/5/2003), que establece las bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la administración del Estado.  
Ley 20219 (D.O. 3/10/2007), que destina recursos para el Fondo de Desarrollo de la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena (FONDEMA).  
Decreto Ley 1557/1976 (D.O. 30/9/1976), que modifica la Ley Orgánica de la Comisión Chilena de Energía Nuclear y dicta normas sobre contratos de operación.

Decreto con Fuerza de Ley 1/1986, de Minería (D.O. 24/4/1987), que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley 9618, que crea la Empresa Nacional del Petróleo.

OTRAS FUENTES CONSULTADAS

- BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1974a): *Actas Oficiales de la Comisión Constituyente*, Sesión N° 68, de 5 de septiembre de 1974 (versión digital), disponible en <[http://www.bcn.cl/lc/cpolitica/actas\\_oficiales-r](http://www.bcn.cl/lc/cpolitica/actas_oficiales-r)>, [fecha de visita: 29/03/2016].
- BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1974b): *Actas Oficiales de la Comisión Constituyente*, Sesión N° 69, de 9 de septiembre de 1974 (versión digital), disponible en <[http://www.bcn.cl/lc/cpolitica/actas\\_oficiales-r](http://www.bcn.cl/lc/cpolitica/actas_oficiales-r)>, [fecha de visita: 29/03/2016].
- BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1976): *Actas Oficiales de la Comisión Constituyente*, sesión N° 185, de 4 de marzo de 1976 (versión digital), disponible en <[http://www.bcn.cl/lc/cpolitica/actas\\_oficiales-r](http://www.bcn.cl/lc/cpolitica/actas_oficiales-r)>, [fecha de visita: 29/03/2016].
- BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1982): *Historia de la Ley N° 18.097* (versión digital), disponible en <<http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=295222>>, [fecha de visita: 29/03/2016].
- BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (1990): *Historia de la Ley N° 18.888*.
- BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (2000): *Historia de la Ley N° 19.657* (versión digital), disponible en <<http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=150669>>, [fecha de visita: 29/03/2016].
- BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL (2007): *Historia de la Ley N° 20.219* (versión digital), disponible en <<http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=265227>>, [fecha de visita: 29/03/2016].

**ENERGÍAS RENOVABLES, MEDIO AMBIENTE Y MERCADO  
INTERIOR DE LA ENERGÍA: ALGUNAS REFLEXIONES  
EN LAS VÍSPERAS DEL “CUARTO PAQUETE”  
SOBRE LA UNIÓN DE LA ENERGÍA\***

**RENEWABLE ENERGIES, ENVIRONMENT AND DOMESTIC  
ENERGY MARKET: SOME THOUGHTS NEARING  
THE FOURTH PACKAGE ON THE ENERGY UNION**

Por ANTONIO EMBID IRUJO\*\*

*Resumen:* La realización del mercado europeo de la energía es un objetivo todavía no conseguido en el Derecho de la Unión Europea. Está en preparación un nuevo paquete normativo con ese propósito. En ese contexto alguna jurisprudencia sobre medio ambiente aparece como un obstáculo para dicho objetivo.

*Palabras clave:* Energías renovables, medio ambiente, Derecho de la Unión Europea, Unión de la Energía.

*Summary:* The realization of the energy domestic market is a pending goal under EU Law. A new normative package is under preparation for that purpose. In that context, some environmental case law appears as an obstacle for that objective.

*Key words:* Renewable energies, environnement, European Union Law, Union of Energy.

\* Recibido: 2/11/2015. Aceptado: 3/3/2016.

\*\* Licenciado en Derecho (Universidad de Zaragoza, 1974). Doctor en Derecho (Universidad de Zaragoza, 1977). Profesor de la misma Universidad desde 1974. Fue Catedrático de Derecho Administrativo en la Universidad de Valencia (1987-1989) y, desde 1989, Catedrático de Derecho Administrativo en la Universidad de Zaragoza. Doctor Honoris Causa por las universidades argentinas de Cuyo (2008), Mendoza (2009) y Salta (2012). Correo electrónico: [aembid@unizar.es](mailto:aembid@unizar.es).

Este trabajo se enmarca dentro del Proyecto de Investigación “Agua, energía y cambio climático en la crisis económica y en el contexto europeo”, otorgado por el Ministerio de Economía y Competitividad, referencia DER 2012-35066, y dentro de las actividades que el Grupo de Investigación AGUDEMA desarrolla en el Instituto Universitario de Ciencias Ambientales de la Universidad de Zaragoza.

§ 1. INTRODUCCIÓN GENERAL: MERCADO INTERIOR Y MEDIO AMBIENTE  
EN LA POLÍTICA EUROPEA DE ENERGÍA. EL RETRASO  
EN LA CONSECUCCIÓN DE LOS OBJETIVOS  
EUROPEOS FORMULADOS EN 2007

Como se ha adelantado, este trabajo es uno de los realizados dentro de un proyecto de investigación cuya duración de tres años ha concluido con la terminación del año 2015 y cuyo objeto, plural, está perfectamente definido por su título. Uno de los objetivos de ese proyecto de investigación consistía en estudiar el régimen de las energías renovables aunque no de forma completa, sino solamente desde la perspectiva de la creación del mercado interior de la energía y teniendo en cuenta las condiciones generales medioambientales en el que éste debía desarrollarse. La intención de incidir en estos concretos aspectos radicaba —además de en tomar nota del relativamente reciente reconocimiento de competencias sobre energía a la UE<sup>1</sup> que, aunque no son muy importantes<sup>2</sup>, sí son significativas dadas las finalidades que se explicitan en el TFUE en cuanto al ejercicio de la nueva competencia europea<sup>3</sup>— en la significativa importancia que se había otorgado en el “tercer paquete de energía”<sup>4</sup> a las cuestiones ambientales<sup>5</sup> y en los procesos generales ambien-

<sup>1</sup> El Tratado de Lisboa de 2007 incorporó, como política de la UE, la de energía. Es una política “compartida” (no exclusiva de la UE, repárese en ello) con los Estados y cuyas referencias en el TFUE son los arts. 4.2. 1) y el 194. Ello significa que está sujeta al principio de subsidiariedad ex arts. 5.1.3 y 12, TUE, y 69 y 352, TFUE (entre otros). Nótese, en todo caso, la mención a la “solidaridad” entre los Estados miembros que se contiene al describir el art. 194, TFUE las competencias de la UE en esta materia.

<sup>2</sup> Hay que reconocer que no se trata de un poder europeo muy fuerte porque, sobre todo y en el ámbito que a estos efectos interesa, los Estados son los que tienen libertad para elegir sus fuentes de energía y la estructura general de su abastecimiento, lo que incluiría también las formas de apoyo (fomento) a las energías renovables. Eso es compatible con las directrices de la UE sobre los porcentajes de producción y consumo de las energías renovables a los que me referiré más adelante y que se configuran en los documentos comunitarios como “mínimos” y superables por los propios objetivos nacionales.

<sup>3</sup> Son las de garantizar el funcionamiento del mercado de la energía, también la seguridad del abastecimiento energético en la Unión, fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético así como el desarrollo de energías nuevas y renovables y fomentar la interconexión de las redes energéticas (art. 19.4.1, TFUE). Las referencias al mercado, eficiencia, desarrollo de energías nuevas y fomento de la interconexión de redes energéticas conectan claramente, como ha podido colegirse, con el objetivo del proyecto de investigación.

<sup>4</sup> Conjunto de normas promulgadas en torno a 2009, principalmente, y sobre las que desarrollo más amplias consideraciones en el apartado II de este trabajo. Es claro que por la fecha este “tercer paquete” ya guarda directa relación con la configuración de la política europea de energía incorporada por el Tratado de Lisboa de 2007.

<sup>5</sup> Hablo del “tercer paquete” dado el objeto específico de este trabajo, pero la influencia de los planteamientos medioambientales sobre el derecho de la energía viene de más atrás. Por eso es adecuada la referencia a la “medioambientalización” como una palabra que DEL GUAYO CASTIELLA suma a las de “liberalización, regulación, privatización, nacionalización, competencia, integración (empresarial y geográfica), seguridad, internacionalización” para referirse a las características que van apareciendo en las últimas décadas (a partir de la constitución) en el

tales que se desarrollaban en el ámbito de la UE y dentro de los cuales las energías renovables debían tener una posición singular e imprescindible, fomentando su producción y consumo<sup>6</sup>. Por eso se consideraba necesario ese estudio específico dentro del proyecto de investigación y que, además, debía coincidir temporalmente con la puesta en marcha por la UE (y, sobre todo, por sus países miembros) de las directrices presentes en ese tercer paquete y con la consecución, así se esperaba, de un instrumento jurídico hábil para continuar la vía abierta por el Protocolo de Kioto sin las graves insuficiencias que se habían mostrado<sup>7</sup>, sobre todo derivadas de su no aceptación general y de dejar al margen importantes actividades (transporte) generadoras de un amplio volumen de gases de efecto invernadero.

Algunos acontecimientos de suma importancia han hecho que estas concretas perspectivas que se mencionan como objetivo de las políticas europeas de energía (y de medio ambiente) y, de alguna forma, también de los países miembros de la UE, no hayan podido tener todos los frutos esperados en el período considerado (2013-2015). Desde luego es evidente que el mercado interior sigue siendo una aspiración plasmada en múltiples textos europeos, pero todavía por conseguir, siendo éste uno de los retos fundamentales que la UE tiene por delante, como demuestra la consulta a toda la documentación preparatoria del “cuarto paquete” y sobre la que luego haré consideraciones más específicas<sup>8</sup>. Sin duda, la principal causa (no la única) de la ausencia de este mercado interior radica en la escasa importancia, todavía, de una red que facilite el intercambio transfronterizo de electricidad aunque tampoco pueden olvidarse, en modo alguno, los deseos de distintos Estados de tutelar con plena independencia el mercado “nacional” de la energía aspiraciones que, sin duda, se verían dificultadas en el marco de un auténtico mercado interior.

---

derecho de la energía. Cfr. DEL GUAYO CASTIELLA (2009) p. 253. Esta referencia la usa también en otros trabajos posteriores. Ver DEL GUAYO CASTIELLA (2012).

<sup>6</sup> Con esa expresión me estoy refiriendo a distintas ópticas pero, sobre todo, a la regulación del comercio de los derechos de emisión de los gases de efecto invernadero, que fue una de las consecuencias del Protocolo de Kioto.

<sup>7</sup> Sobre las mismas, últimamente, SANZ RUBIALES (2015) especialmente pp. 194 y ss.

<sup>8</sup> Las referencias en este tema podrían ser múltiples, pero es significativo que las conclusiones del CONSEJO EUROPEO (2011a, p. 3), indiquen que la realización del mercado interior debe tener lugar “a más tardar en 2014”, mientras que toda la documentación preparatoria del “cuarto paquete” y que lleva distintas fechas dentro del año 2015, afirma que ese mercado interior es todavía un mero deseo a construir. Véase, ejemplificativamente, COMISIÓN EUROPEA (2015a) p. 3, a la que pertenece esta significativa frase: “Actualmente, la Unión Europea cuenta con normas de energía a nivel europeo, pero, en la práctica, tiene veintiocho marcos reglamentarios nacionales. Esto no puede seguir así. Se requiere un mercado integrado de la energía para estimular la competencia, aumentar la eficiencia del mercado mediante un uso más eficaz de las instalaciones de producción de energía en toda la UE y garantizar precios asequibles para los consumidores”.

Pero, igualmente, ese fomento de las energías renovables (que se ha producido y es evidente, como prueba la última elevación de los objetivos inicialmente formulados en torno a la producción y consumo de energías renovables) se ha tropezado en distintos países europeos con obstáculos insospechados a priori. El ejemplo de España es, a esos efectos, bien singular. Al margen de otras cuestiones<sup>9</sup>, lo cierto es que en España la crisis económica ha llevado consigo una variación importantísima de las medidas de fomento de las energías renovables que se han recortado fuertemente en un proceso continuado que da comienzo en 2010<sup>10</sup> y que se extiende con nuevos principios básicos hasta llegar a la LSE de 2013<sup>11</sup>, lo que ha ocasionado que en esa disminución de ayudas se centre toda la atención política, económica y, por supuesto, doctrinal<sup>12</sup>. El debate sobre estas cuestiones, que no ha acabado ni mucho menos, se ha prolongado durante los últimos años y ha dado ocasión a

<sup>9</sup> Estoy pensando, como contenido de esas cuestiones, en ciertos avatares (en algún caso hasta surrealistas) de la fijación de los precios de la electricidad en España y en la importancia que tiene en la ordenación global del mercado el llamado “déficit de tarifa”. Es obvio que si me extendiera más sobre estas referencias, me situaría ante un trabajo de distintas perspectivas, métodos y objetivos que éste, pero no se puede desconocer, ni un punto, la importancia que en España (y otros países) han tenido, en la evolución del derecho sectorial, los altos y continuamente crecientes precios de la energía (singularmente la eléctrica) hasta el punto de que, incluso, en un momento determinado, se anuló una subasta (la celebrada el 19 de diciembre de 2013, ahora el sistema ya ha cambiado). Esto ocasionó una pequeña tormenta política sin que, posteriormente, se ofrecieran explicaciones coherentes de ese hecho auténticamente inusual. Por otra parte, la ordenación del “déficit de tarifa” ha sido determinante y lo sigue siendo sobre la configuración de los precios de la electricidad y, por tanto y desde el punto de vista español, su resolución (o, al menos, su pérdida de importancia) es prioritaria para la real construcción de un mercado interior europeo con todas las características de tal mercado.

<sup>10</sup> Véase el Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, y el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre. Debe tenerse en cuenta que a partir de mayo de 2010 se entra en una nueva fase de la lucha contra la crisis económica, caracterizada por la fuerte reducción del gasto público como aplicación de la ortodoxia neoliberal (en la primera, iniciada en el verano de 2008 en nuestro país se llevaron a cabo, fundamentalmente, medidas de intensificación del gasto público como aplicación de la ortodoxia keynesiana), dentro de la que se insertarían estos textos. Se han estudiado estas dos fases en distintos trabajos pero con el máximo detenimiento en EMBIID IRUJO (2012). Igualmente puede verse, con referencias específicas a las energías renovables, SHACKLEFORD CAPEL (2014) p. 144.

<sup>11</sup> Otras normas fueron sancionadas en 2012 y 2013 (Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero y Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico) hasta llegar a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, donde parece que se estabiliza el sistema y desde otras perspectivas propias de un régimen “específico” (antes se hablaba de “especial”). Hay distinta bibliografía sobre esta capital cuestión. Véase, por ejemplo, RUIZ OLMO y DELGADO PIQUERAS (2014), que también tratan de los nuevos principios de la LSE.

<sup>12</sup> Esta atención doctrinal muchas veces está vinculada a la “colaboración” que recaban de la doctrina los afectados por las medidas gubernamentales de reducción de las ayudas económicas. Sobre el particular véase VV.AA. (2015), libro que es una recopilación de dictámenes de diversos autores, pero no se indica la entidad o empresa que los solicita; también DEL GUAYO CASTIELLA (2012); ARANA GARCÍA (2014); GARCÉS SANAGUSTÍN (2014).

que se oyeran y leyeran expresiones tales como “riesgo regulatorio”, “normativa retroactiva” y “seguridad jurídica”, con más profusión que cualquier otra referencia al incremento en la cuota de producción o de consumo de energías renovables en relación al conjunto de la producción o consumo de energía, habiendo los Tribunales españoles, hasta ahora, defendido la adecuación a la legalidad de las medidas legislativas del Gobierno o de las Cortes Generales<sup>13</sup>. Por otra parte, la “isla energética” que ha sido tradicionalmente la Península Ibérica<sup>14</sup> solo se ha movido en este período en sus últimas fases temporales<sup>15</sup>, con lo que la cooperación española (y portuguesa) a las exigencias del mercado interior (que no podía conseguir ella misma aisladamente, por supuesto) no ha sido muy lucida, en modo alguno la que inicialmente podía esperarse.

Pero fenómenos de corte semejante en sus resultados podemos observar también en otros lares. El ejemplo primordial sería el de un país más que significativo en el contexto europeo, Alemania, en el que las decisiones y consecuencias del abandono de la energía nuclear para los próximos años y la dirección de su acción hacia una producción energética fuertemente anclada en las energías renovables y en la descarbonización han hecho que las exigencias de la construcción del mercado interior, quedaran si no olvidadas, sí pospuestas<sup>16</sup>.

En general no puede desconocerse que de una u otra forma, la incidencia de la crisis económica en la evolución del régimen jurídico de la energía (y con

<sup>13</sup> La batalla, jurídicamente, no está concluida pues algunos perjudicados solicitaron el arbitraje del CIADI. Sus resoluciones están pendientes en el momento que se concluyen estas páginas. Dentro de la jurisprudencia del TC varias sentencias han rechazado ya (resolviendo recursos de inconstitucionalidad interpuestos por distintas CCAA) la imputación de que nos encontraríamos ante una actuación inconstitucional. Véase, así, las siguientes STC: 96/2014, de 12 de junio, 109/2014, de 26 de junio, 28/2015, de 19 de febrero, 48/2015, de 5 de marzo y 105/2015, de 28 de mayo.

<sup>14</sup> La expresión es tradicional y entre la literatura jurídica anterior al “tercer paquete” puede verse, entre otros, ESTOA PÉREZ (2009) p. 519.

<sup>15</sup> La interconexión eléctrica entre España y Francia puesta en marcha el 20 de febrero de 2015 duplica la capacidad de interconexión existente hasta ese momento, pero ésta era muy baja, de solo el 3 % de la electricidad producida en ambos países, muy por debajo del umbral del 10 % que, como veremos más abajo en el texto, era el objetivo a cumplir según las directrices europeas, aunque para 2020, bien es verdad. Véase los porcentajes de interconexión de los distintos Estados de la UE en COMISIÓN EUROPEA (2015c) p. 6, que presenta como ayuda inestimable para el lector la clasificación entre los Estados que superan, o no, ese objetivo del 10 %. En este contexto resulta de sumo interés leer CUMBRE PARA LAS INTERCONEXIONES EUROPEAS (2015) –la llamada “Declaración de Madrid”, del 4 de marzo de 2015–, que suscriben el Presidente del Gobierno de España, el Presidente de la República Francesa, el Primer Ministro de Portugal y el Presidente de la Comisión Europea, y en la que se ratifican y apoyan los principios de la política europea de energía (nueva) que acaban de aparecer en varias comunicaciones de la Comisión de febrero de 2015 que se mencionan en este trabajo (singularmente en § 4). Igualmente se habla de la realización de dos proyectos –uno de ellos ya calificado como PIC según la normativa pertinente, los Reglamentos (UE) n° 347/2013 y 1316/2013, que luego se mencionan en § 2– que elevarán la capacidad de intercambio eléctrico entre España y Francia hasta los 8.000 MW en 2020.

<sup>16</sup> Sobre el particular y últimamente, véase PIELOW (2015) pp. 517 y ss.

ella de las renovables, obviamente) ha sido muy importante en estos años. Como tiene naturalmente que suceder en cualquier tiempo en la relación entre actividad económica y regulación energética, lo único que ese tipo de relación, con sus aspectos positivos y negativos, se incrementa de nivel en circunstancias de perturbación económica (como las que han sucedido y aun suceden) pudiendo señalarse, incluso, cómo la UE ha aprovechado el régimen especial que se crea para algún país en situación de “rescate” para recordar principios generales del derecho europeo de la energía como el mercado interior y que no eran fácilmente realizables en la aplicación “natural” de las cosas. Ese ha sido el caso de Portugal, donde se dispusieron con ocasión del rescate unas medidas tendentes a abaratar los precios de la energía<sup>17</sup>, pudiendo especularse —porque no hay precisiones sobre ello en el correspondiente documento— acerca de las intenciones del Consejo cuando se refiere a reexaminar “los regímenes de apoyo y compensación para la producción de electricidad”, ecléctica frase que muy bien podría comprender al régimen de las energías renovables<sup>18</sup> porque, en caso contrario, ésta sería de muy difícil comprensión<sup>19</sup>.

Finalmente es también obvio que no se ha producido hasta este momento la sustitución del protocolo de Kioto por un instrumento más generalizado y eficaz de lucha contra el cambio climático, lo que, de haberse conseguido, hubiera llevado consigo necesariamente un reforzamiento de las energías renovables<sup>20</sup>.

Existen enormes retos y formulación de ambiciones en el pórtico del período temporal considerado (en realidad el origen último de la política europea narrada estriba en una comunicación de la Comisión Europea de 2007<sup>21</sup>) y una situación actual contradictoria, en la que se pueden visualizar evidentes fracasos, pero en la que también las instituciones europeas plantean un avance más que sustancial en los objetivos en relación a las energías renovables, en los intercambios entre Estados, en la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero. Si hemos vivido durante este tiempo

<sup>17</sup> Véase CONSEJO EUROPEO (2011b), relativa a la concesión de ayuda financiera de la Unión a Portugal (DOUE L 159/88, de 17 de junio de 2011). El art. 3.5 obliga a Portugal a adoptar una serie de medidas y en el ámbito de la energía, el párrafo d indica que “. . . Portugal adoptará medidas para facilitar el acceso al mercado y promover el establecimiento de un mercado ibérico del gas y reexaminará los regímenes de apoyo y compensación para la producción de electricidad”.

<sup>18</sup> ¿Para disminuir o aumentar los apoyos? Todo tendería a pensar en lo primero, dado el instrumento específico (de concreción de las medidas a adoptar por Portugal tras el rescate) que se está utilizando.

<sup>19</sup> Véase la referencia de la nota 17. Igualmente SHACKLEFORD CAPEL (2014) p. 144.

<sup>20</sup> No obstante, en estos momentos parece bastante previsible que la siguiente conferencia de las partes, en París, alcanzará un resultado final cuyo contenido es todavía desconocido en estos momentos. Sobre el proceso realizado en este ámbito, véase el excelente libro de SALINAS ALCEGA (2014).

<sup>21</sup> Cfr. COMISIÓN EUROPEA (2007). La normativa del llamado “tercer paquete” tiene su origen intelectual en ella, como veremos en el siguiente apartado del trabajo. La comunicación citada no fue publicada en el DO.



con el objetivo bien claro del conocido “20-20-20”<sup>22</sup>, ahora las cifras van a ser un poco más difíciles de recordar, pero en todos los casos representativas de un relativo éxito en la consecución del anterior objetivo y, desde luego, en el planteamiento de nuevos retos.

Las nuevas cifras en las que se concreta más que gráficamente la política de energía de la UE aparecen en las conclusiones del Consejo Europeo celebrado los días 23 y 24 de octubre de 2014<sup>23</sup> y son las siguientes:

- reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión por lo menos en un 40 % para 2030 con respecto a los valores de 1990<sup>24</sup>.
- elevar la cuota de energías renovables dentro del consumo total de la energía de la UE en 2030 a, como mínimo, el 27 %. Como en el régimen anterior, este es un mínimo, pudiendo los Estados miembros formular objetivos más ambiciosos<sup>25</sup>.
- fijar un objetivo indicativo de mejora de la eficiencia energética al menos en un 27 % en 2030 con respecto a las previsiones de consumo energético futuro sobre la base de los criterios actuales<sup>26</sup>.

En todo caso y reconociendo plenamente de esta forma la limitación de las competencias en materia de energía de la UE (a las que me he referido al comienzo de este apartado), el Consejo Europeo concluye en que “Estos objetivos deberán alcanzarse respetando plenamente la libertad de los Estados miembros para determinar su combinación energética. Los objetivos no se traducirán en objetivos vinculantes a nivel nacional. Cada Estado miembro será libre de fijar sus propios objetivos nacionales más elevados”<sup>27</sup>.

<sup>22</sup> Disminución del 20 % del volumen de emisión de gases de efecto invernadero respecto a los emitidos en 1990, alcance del 20 % en el consumo de energías renovables en relación al total y reducción del 20 % del consumo por la eficiencia energética. Estas cifras proceden de las conclusiones en CONSEJO EUROPEO (2007), aunque también existe su presencia en documentos anteriores de la Comisión (con menos precisión) de prescindible cita aquí. Sobre el particular, SHACKLEFORD CAPEL (2014) p. 137.

<sup>23</sup> CONSEJO EUROPEO (2014).

<sup>24</sup> CONSEJO EUROPEO (2014), *in fine*. La declaración del Consejo Europeo es muy compleja en relación a este aspecto y no es cuestión de reproducirla aquí por entero sino de remitir al texto para los detalles de la consecución de este objetivo. Creo que, en todo caso, nos encontramos ante un régimen que por razones obvias tenemos que considerar “provisional” hasta que se adopten los correspondientes acuerdos en la conferencia de las partes de París y, a continuación, la UE saque las consecuencias correspondientes.

<sup>25</sup> El Consejo Europeo recuerda que este objetivo necesita de un grado superior de integración en el mercado interior de la energía; dice, así, que “requiere un mercado interior de la energía más interconectado y un respaldo adecuado, que debe coordinarse según sea necesario a nivel regional”. Ver CONSEJO EUROPEO (2014).

<sup>26</sup> Pero, al margen de otras consideraciones, la declaración del CONSEJO EUROPEO (2014) no se conforma con ello sino que indica que “se revisará antes de 2020 teniendo en mente un nivel del 30 % para la UE”. Se añade que “la Comisión propondrá sectores prioritarios en los que puedan cosecharse ganancias significativas de eficiencia energética, y formas de lograrlas a nivel de la UE, y la UE y los Estados miembros centrarán su labor reglamentaria y de financiación en esos sectores”.

<sup>27</sup> CONSEJO EUROPEO (2014), *in fine*.

Y como un objetivo adicional, con tradición ya dentro de las directrices de las instituciones europeas en estas materias, se plantea como objetivo mínimo alcanzar el 10 % de las interconexiones transfronterizas de electricidad existentes con carácter de urgencia y a más tardar en 2020, “al menos para los Estados miembros que no hayan logrado un nivel mínimo de integración en el mercado interior de la energía, que son los Estados Bálticos, *Portugal y España*, y para los Estados miembros que constituyen el principal punto de acceso de estos Estados al mercado interior de la energía”<sup>28</sup>. Pero a continuación y como antes hemos contemplado en nota en relación a otro objetivo, tampoco el Consejo Europeo se conforma con ello sino que, además, invita a la Comisión a presentar iniciativas y propuestas “con la finalidad de alcanzar un objetivo del 15 % en 2030”<sup>29</sup>.

Todos los objetivos mencionados van a quedar mucho más explicitados en los documentos preparatorios del “cuarto paquete” de la energía, que referiré en § 4 del trabajo, en los que, además, se adopta una denominación simple y gráfica llamada a tener mucho éxito y ser continuamente repetida: la “Unión de la Energía” y cuyo contenido y sentido deberá explicitarse allí.

Pero antes de ello voy a realizar un rápido examen al conjunto documental al que puede referirse la expresión “tercer paquete” consignando a continuación algunas valoraciones oficiales sobre el mismo.

## § 2. EL “TERCER PAQUETE” DE LA ENERGÍA. RECOPIACIÓN DE NORMAS Y DOCUMENTACIÓN EUROPEA SOBRE SU VALORACIÓN

En las últimas líneas del apartado anterior ya he dejado claramente explicitado el limitado objetivo que pretendo abordar ahora. Efectivamente, no quiero llevar a cabo aquí un estudio sistemático del llamado “tercer paquete”, pues es obvio que esto no tiene mucho interés actualmente y, además, ya ha sido realizado con anterioridad por numerosa literatura que no es mi intención enmendar<sup>30</sup>. Mi único propósito en este momento es sintetizar en unas pocas líneas el conjunto de documentos (normativos) de este “tercer paquete” que seguro servirá, de alguna forma, como imagen de los que provendrán en el cuarto. Usualmente la doctrina recoge, como contenido del “tercer paquete”, textos de 2009<sup>31</sup>; creo que, sin embargo, es perfectamente posible en

<sup>28</sup> El destacado me pertenece. Las referencias a Portugal y España desde este punto de vista abundan en distintos documentos preparatorios del “cuarto paquete”.

<sup>29</sup> Y se hacen consideraciones adicionales para alcanzar estos objetivos mediante la ejecución de los llamados PIC, “proyectos de interés común”, pudiendo definirse nuevos y adicionales a los ya existentes.

<sup>30</sup> Entre el inmenso aparato doctrinal sobre la cuestión, elijo ejemplificativamente como referencia útil los siguientes trabajos: DEL GUAYO y PIELOW (2012) pp. 354 y ss.; RAZQUÍN LIZARRAGA (2012) pp. 29 y ss. Obviamente, el análisis está limitado temporalmente por las fechas de publicación de los trabajos.

<sup>31</sup> Su origen último se encontraría en COMISIÓN EUROPEA (2007). Debe destacarse también la importancia de COMISIÓN EUROPEA (2008).

el plano normativo extenderse más allá en el tiempo y llegar prácticamente, como se verá, hasta nuestros días, por cuanto nos encontramos con nuevas disposiciones en estos años tan próximos que en algún caso han modificado normas del primer momento o que, en general, beben del espíritu que presidió ideológicamente la construcción de este bloque normativo<sup>32</sup>.

Ordeno las referencias normativas de forma jerárquica (primero Reglamentos, luego Directivas) y, a la vez, cronológica, considerando el marco general de los objetivos principales del tercer paquete (realización del mercado interior y sostenibilidad ambiental) y añadiendo un tercer apartado relativo a la defensa de la posición de los consumidores (vinculándola con la reducción del consumo energético), lo que, además de ser ajustado a la realidad normativa producida, permite enlazar fácilmente con uno de los objetivos muy claramente explicitado en la documentación preparatoria del “cuarto paquete”<sup>33</sup>. Como podrá apreciarse, además, algunos Reglamentos y Directivas de 2009 han sido ya afectados por textos posteriores, lo que permite comprobar lo acertado de no limitarme a esa fecha de referencia, como usualmente se hace en la doctrina sobre el particular.

a) *NORMATIVA EN RELACIÓN A LA CONSTRUCCIÓN DEL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA.* — Seguidamente se enumera en el orden arriba anticipado:

1) Reglamento (CE) 713/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 (DO L 211/1, 14/8/2009), por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER).

2) Reglamento (CE) 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 (DO L 211/15, 14/8/2009), relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, y por el que se deroga el Reglamento (CE) 1228/2003.

3) Reglamento (CE) 715/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 (DO L 211/36, 14/8/2009), sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) 1775/2005.

4) Reglamento (UE) 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2011 (DO L 326/1, 8/12/2011), sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

5) Reglamento (UE) 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013 (DO L 115, 25/4/2013), relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) 713/2009, (CE) 714/2009 y (CE) 715/2009.

<sup>32</sup> Una de las utilidades de la lista que sigue es configurar una relación que no se encuentra actualizada –al menos en mi conocimiento– en ningún otro trabajo en la bibliografía española.

<sup>33</sup> En todo caso es bien clara la agrupación de la normativa que, fundamentalmente, forma parte de este paquete en el DO del 5/6/2009 y en el DO del 14/8/2009. Compruébese lo que digo con la consulta de las correspondientes referencias.

6) Reglamento (UE) 1316/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2013 (DO L 348, 20/12/2013), por el que se crea el Mecanismo Conectar Europa, por el que se modifica el Reglamento (UE) 913/2010 y por el que se derogan los Reglamentos (CE) 680/2007 y (CE) 67/2010.

7) Directiva 2009/72/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE (DO L 211/55 de 14.8.2009).

8) Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 (DO L 211/94, 14/8/2009), sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.

b) *NORMATIVA EN RELACIÓN A LA SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL.* — Se detalla siguiendo el criterio ya formulado.

1) Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 140/16, 5/6/2009), relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

2) Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 140/63, 5/6/2009), por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

3) Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono (DO L 140/114, 5/6/2009), por la que se modifican la Directiva 85/337/CEE del Consejo, las Directivas 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE y el Reglamento (CE) 1013/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo.

c) *NORMATIVA SOBRE DEFENSA DE LOS CONSUMIDORES Y REDUCCIÓN DE CONSUMO ENERGÉTICO (EFICIENCIA ENERGÉTICA)*<sup>34</sup>. — Se transcribe la nómina según los criterios antedichos.

1) Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de octubre de 2009 (DO L 285, 31/10/2009), por la que se insta un marco para el establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía.

2) Directiva 2010/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de mayo de 2010 (DO L 153/1, 18/6/2010), relativa a la indicación del consumo de energía y otros recursos por parte de los productos relacionados con la energía, mediante el etiquetado y una información normalizada (refundición)<sup>35</sup>.

<sup>34</sup> No sólo la normativa que sigue en el texto podría ser encuadrada propiamente en esta categoría sino que también hay normas relativas a la protección de consumidores en la Directiva 2009/72/CE antes enumerada dentro de la relativa al mercado interior, y como parece obvio.

<sup>35</sup> Se trata, en la terminología española, de un “texto refundido”, lo que quiere decir que no hay realmente innovación normativa, sino solo aclaración del ordenamiento según el

3) Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010 (DO L 153/13, 18/6/2010), relativa a la eficiencia energética de los edificios (refundición)<sup>36</sup>.

Hasta aquí hemos hecho una enumeración de textos normativos, lo que no quiere decir que debamos pasar por alto la existencia de otros documentos muy importantes, aunque sin el valor jurídico vinculado a éstos<sup>37</sup>. En particular y dada la estrecha conexión de la clásica técnica del “fomento” con la regulación de las energías renovables, no quiero dejar de resaltar expresamente la Comunicación de la Comisión titulada “Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020”<sup>38</sup> que, como se habrá podido comprobar por su título, tiene vocación de extenderse hasta la simbólica fecha de 2020 y que aparece antes de que se intuya expresamente, en otra documentación, la preparación del cuarto paquete. Esta Comunicación está demostrando una de las tendencias implícitas en toda la normativa examinada y que viene de antiguo: la constatación del apoyo económico, de una u otra forma, a la producción de las energías renovables y la necesidad consiguiente de encontrar criterios para que tales ayudas de Estado –evidentemente esa suele ser su calificación jurídica– puedan encontrar su justificación.

Pues bien, toda esta normativa es la que, a continuación de su promulgación, va a iluminar la normativa y la práctica política energética de los Estados miembros. En el caso de España, la norma más relevante de este período, la LSE de 2013, afirma expresamente en su preámbulo la vinculación de la misma a algunas disposiciones normativas antes reflejadas<sup>39</sup>. Y también sobre el conjunto de este paquete se precipitan juicios en los muy diversos textos que, hasta ahora, forman la documentación preparatoria del “cuarto

---

Acuerdo Interinstitucional “Legislar Mejor” de 2003 ya citado. La Directiva citada en el texto y que aquí se anota refunde (y deroga) la Directiva 92/75/CEE del Consejo, de 22 de septiembre de 1992, relativa a la indicación del consumo de energía y de otros recursos de los aparatos domésticos, por medio del etiquetado y de una información uniforme sobre los productos (DO L 297, 13/10/1992), modificada por el Reglamento (CE) 1882/2003 (DO L 284, 31/10/2003).

<sup>36</sup> Se trata también, como en el caso anterior y en la terminología española, de un “texto refundido”, lo que quiere decir que no hay realmente innovación normativa, sino solo aclaración del ordenamiento de acuerdo con el acuerdo interinstitucional “legislar mejor” (DO C 321, 31/12/2003). La Directiva en el texto y que aquí se anota refunde (y deroga) la Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativa a la edificación energética de los edificios (DO L 1, 4/1/2003), modificada por el Reglamento (CE) 1137/2008, del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 311, 21/11/2008).

<sup>37</sup> En este plano deberíamos referir informes y comunicaciones de la Comisión normalmente vinculados a la creación del mercado interior. Reflejo aquí dos de ellos. Así, COMISIÓN EUROPEA (2010a) y (2010b).

<sup>38</sup> COMISIÓN EUROPEA (2014).

<sup>39</sup> Se nombran expresamente, así, la Directiva 2009/72/CE, conectándola con los derechos de los consumidores y con un “contexto de integración de los mercados eléctricos europeos”. Igualmente el Reglamento (UE) nº 1227/2011, para referirse a las normas que prohíben las prácticas abusivas que afectan a los mercados mayoristas de la energía. Ello no quiere decir, ni mucho menos, que la LSE sea un mero “desarrollo” de las Directivas europeas, obviamente.

paquete” y que, en general, subrayan –aun resaltando avances positivos– los defectos de construcción del mercado interior<sup>40</sup>, la necesidad de incrementar la extensión de las redes transfronterizas para el transporte de energía para una plena integración de las energías renovables<sup>41</sup> y de la misma construcción de un real mercado interior<sup>42</sup>, la urgencia en la aprobación de un nuevo marco para los consumidores protegiendo, especialmente, a los más vulnerables<sup>43</sup>, el incremento de la eficiencia energética como contribución a la moderación en la demanda de energía, proseguir en la descarbonización de la economía y, en el aspecto que más interesa a los efectos de este trabajo aun cuando todos están relacionados entre sí, continuar el camino para convertir a la UE en líder de las energías renovables, lo que está estrechamente vinculado a la consecución de una “Unión de la Energía” al servicio de la investigación, la innovación y la competitividad. Este conjunto de “pasos adelante” va, en la documentación que se ha examinado, unida a la enumeración de las insuficiencias del camino hasta ahora recorrido.

En realidad es la expresión “Unión de la Energía” la que de forma ambiciosa sintetiza los objetivos que se han resumido en el párrafo anterior y que constituyen, a su vez, un juicio “negativo” sobre lo que el “tercer paquete de la energía” de la UE no ha podido conseguir todavía. Por esa razón el conjunto de documentos que forman el cuarto paquete lleva como referencia general la de la “Unión de la Energía” y uno de los documentos fundamentales de este marco preparatorio del “cuarto paquete” se refiere, con un evidente optimismo o voluntarismo, a la “gobernanza de la Unión de la Energía”, que se quiere “dinámica” y que la Comisión pondrá en marcha de una forma separada –pero se supone que coordinada– con el Semestre Europeo<sup>44</sup>. Todo ello proviene de un documento del 25 de febrero de 2015<sup>45</sup>, pero el conjunto de documentos

<sup>40</sup> Fundamentalmente las críticas se realizan al mercado minorista, no tanto al mayorista. Véase COMISIÓN EUROPEA (2015a) p. 3. Algunas referencias ya se han realizado anteriormente a estas críticas.

<sup>41</sup> Esta frase me parece especialmente representativa del juicio sobre la posibilidad de elevación efectiva de la producción y consumo de energías renovables: “La infraestructura energética está quedando obsoleta y no se adapta al aumento de la producción a partir de energías renovables. Es necesario atraer inversiones, pero el diseño actual del mercado y las políticas nacionales no generan los incentivos adecuados ni ofrecen suficiente previsibilidad a los inversores potenciales”. Véase COMISIÓN EUROPEA (2015a) p. 3 y (2015c), ambos de cita textual en § 4.

<sup>42</sup> Véase esta frase: “Faltan enlaces de interconexión entre países. La construcción de dichas interconexiones exigirá la movilización de todos los esfuerzos a todos los niveles, como un asunto de urgencia, para *alcanzar el objetivo común de un mercado interior de la energía a pleno rendimiento y plenamente concertado*”. COMISIÓN EUROPEA (2015c) p. 1. El destacado me pertenece.

<sup>43</sup> Cfr. COMISIÓN EUROPEA (2015e). Creo que en la documentación preparatoria del “cuarto paquete”, el acento puesto sobre la posición de los consumidores es notablemente superior a todo lo que ha sucedido hasta ahora.

<sup>44</sup> En cuanto éste es un ciclo de coordinación de las políticas económicas y presupuestarias dentro de la UE, se entiende perfectamente esta relación con la Unión de la Energía. No obstante la Comisión expresa textualmente su voluntad de gestionar por separado los dos procesos. Véase COMISIÓN EUROPEA (2015a) p. 20.

<sup>45</sup> COMISIÓN EUROPEA (2015a) pp. 20 y ss.

presentados el 15 de julio de 2015 (que se enumeran en § 4) profundizan en este concepto y lo hacen más asequible. Sobre ello vuelvo en dicho § 4.

§ 3. ¿EL MEDIO AMBIENTE COMO EXCUSA O JUSTIFICACIÓN  
PARA NO AVANZAR EN EL MERCADO INTERIOR?  
LA JURISPRUDENCIA EUROPEA SOBRE LAS ENERGÍAS  
RENOVABLES PRODUCIDAS EN OTRO PAÍS DESDE  
EL PUNTO DE VISTA DEL MERCADO INTERIOR

Llegados a este punto y antes de proseguir en el desarrollo de la exposición creo que inevitablemente hay que hablar de una reciente jurisprudencia que guarda relación con este “tercer paquete” (y aun, como veremos, con normas relativas al “segundo paquete”, aparecido en torno a 2001-2003) y en la que se plantean vivamente las contradicciones que aquejan todavía a la acción de la UE sobre la energía, teniendo en cuenta los grandes vectores que la sustentan que, a veces, pueden entrar –natural o artificialmente– en conflicto: mercado interior y sostenibilidad (medio ambiente). En concreto, la contradicción se fundamenta en que el primero (mercado interior) exigiría (teóricamente) para su realización plena en el plano territorial europeo unas condiciones de competitividad globales que tendrían su proyección en la libre circulación (de la energía) y en una energía que reflejaría, además, todos los costes de producción no enmascarándose partes de ellos en ayudas de Estado. Pero la consecución de la sostenibilidad ambiental y en el estado actual de desarrollo de la ciencia y de la técnica lleva consigo ineludiblemente la exigencia de determinadas ayudas para que las nuevas energías (o sea, las renovables) puedan tener una oportunidad de competencia (favoreciendo el simple consumo) sin gravar excesivamente (al menos en teoría) al consumidor.

Esto por un lado. Pero es que, además, esa contradicción que he descrito en el plano global europeo puede tener también su correspondencia (y la tiene) en el plano nacional, puesto que el mercado (hasta el momento) es en Europa sustancialmente nacional, lo que quiere decir que es en ese ámbito puramente territorial donde pueden entrar en conflicto los vectores indicados y es en ese terreno, precisamente, donde se va a desarrollar la jurisprudencia a examinar.

Esto es conocido desde antiguo y esa posibilidad de ayudas de Estado a las energías renovables, su posible contradicción con las exigencias del mercado interior y la forma de resolverla, ya se planteó en una sentencia más que conocida del Tribunal de Justicia (*PreussenElektraAG*, de 2001), que recordaré inmediatamente. Allí las ayudas de Estado a las energías renovables (en Alemania) encontraron una expresa justificación en consideraciones ambientales, desarrollándose toda la problemática resuelta por la sentencia dentro de un país, en relación con la normativa propia y la energía producida en dicho país. La “novedad” de la reciente jurisprudencia que voy a narrar con algo más de detenimiento que el recuerdo a esta sentencia, por razones lógicas, estriba que en la justificación de las ayudas a las renovables

en determinados países sirve para impedir (más bien dificultar) la entrada de energías renovables procedentes de otros países, con lo que siguen sin aplicarse las exigencias primarias que se derivarían de ese mercado interior pleno, de esa “Unión de la Energía” que, como acabamos de ver en el final del apartado anterior, aspira a construir la Comisión.

Recuerdo, entonces, brevemente el significado de la sentencia *Preussen-ElektraAG* (2001). Es la resolución de una decisión prejudicial en la que se trata de la compatibilidad de una normativa alemana con la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Lo que se solicita del Tribunal de Justicia es un pronunciamiento sobre si constituye una ayuda de Estado (y, además, no justificable, o sea prohibida) la normativa alemana que obliga a las empresas privadas suministradoras de electricidad a adquirir la electricidad generada en su zona de suministro por fuentes de energía renovables a precios mínimos superiores al valor económico real de este tipo de electricidad y, por otra, reparte la carga financiera derivada de esta obligación entre dichas empresas suministradoras de electricidad y los gestores privados de redes eléctricas situados en un nivel de distribución anterior. El Tribunal responderá que no lo es. A esos efectos se concluirá taxativamente en que “en el estado actual del derecho comunitario relativo al mercado de la electricidad, una normativa de este tipo no es incompatible con el artículo 30 del Tratado CE”<sup>46</sup>.

Para fundamentar esa respuesta, la sentencia reconoce que un sistema de ayudas a la producción de energías renovables como el que la normativa alemana controvertida reconoce “es útil para la protección del medio ambiente en la medida en que contribuye a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que figuran entre las principales causas de los cambios climáticos que la Comunidad Europea y sus Estados miembros se han comprometido a combatir”<sup>47</sup>.

Sin embargo, estas ayudas deberían tener un carácter transitorio puesto que no estamos sino ante un hito más en un camino con final predecible: “También debe destacarse que esta Directiva, como se desprende de su considerando trigésimo noveno, sólo constituye una nueva fase de la liberación del mercado de la electricidad y permite que sigan existiendo obstáculos a los intercambios de electricidad entre los Estados miembros”<sup>48</sup>.

Pues bien, y como indico, la nueva jurisprudencia que a continuación voy a comentar guarda relación evidente con la sentencia *PreussenElektraAG*, con la importante diferencia de que ahora se trata directamente de la posibilidad de impedir (dificultar, más bien) los intercambios de energía procedente de

<sup>46</sup> Que en el momento de dictarse la sentencia es el art. 28, teniendo los dos el mismo texto: “quedarán prohibidas entre los Estados miembros las restricciones cuantitativas a la importación, así como todas las medidas de efecto equivalente”. Actualmente, y con este mismo contenido, es el art. 34, TFUE.

<sup>47</sup> *PreussenElektraAG* (2001) punto 73.

<sup>48</sup> *PreussenElektraAG* (2001) punto 78.



fuentes renovables, entre dos Estados, y justificarla en exigencias medioambientales, lo que aparta claramente el tema de la situación puramente interna alemana tratada en la sentencia de 2001.

Son tres, hasta ahora, las sentencias que han aparecido sobre el particular que enumero a continuación, todas de 2014: *Alands Vindkraft AB*, *Essent Belgium NV* y *Green Network Spa*<sup>49</sup>.

Obviamente es la primera la que marca una línea que será seguida por las otras dos, debiendo destacarse la peculiaridad de la última de ellas en cuanto se refiere a intercambios de energía entre un país que no es miembro de la UE (Suiza) e Italia.

La primera sentencia, *Alands Vindkraft AB*, resuelve una petición de decisión prejudicial planteada, con arreglo al artículo 267 TFUE por el Förvaltningsrätten i Linköping<sup>50</sup> (Suecia), mediante resolución de 4 de diciembre de 2012 y recibida en el Tribunal de Justicia el 6 de diciembre de 2012.

La sentencia es asaz interesante y en ella se contienen informaciones muy relevantes sobre el contenido del derecho europeo sobre energías renovables y, obviamente, también del derecho sueco controvertido. Digamos, resumidamente, que este último dispone la obligación de que determinados proveedores de electricidad y concretos usuarios deban estar en posesión el 1º de abril de cada año de una cuota de certificados que se corresponde con una parte total de sus suministros o consumo de electricidad. Esos certificados “verdes” se otorgan por la autoridad sueca correspondiente a quien produce energía renovable, y se pueden negociar en un mercado abierto a la competencia, en el que el precio está determinado por el juego de la oferta y la demanda. Quiere decir que a través de la entrega de estos certificados, el que produce energía verde puede obtener un ingreso que compensa los mayores costes de producción que todavía conllevan estas energías y lo incentiva, de esa forma, a la producción de tal tipo de energía. Y, por otra parte, quien esté sometido a la necesidad de poseer esos certificados verdes y no cumpla con la cuota que le esté atribuida, será objeto del pago de un determinado derecho específico.

Pues bien, el derecho sueco prohíbe que se otorguen esos certificados verdes en relación con la energía producida fuera del país, aunque se trate de una producción realizada por empresas con domicilio social en Suecia.

Una de estas empresas, *Alands Vindkraft AB*, es la que, ante la negativa a entregarle certificados verdes por la energía producida en Finlandia, desencadena el pleito que llevará al planteamiento de la cuestión prejudicial.

<sup>49</sup> De todas ellas se dio noticia temprana en los comentarios que el grupo de investigación AGUDEMA realiza en *REDA* sobre propiedades públicas y medio ambiente; de la primera en EMBED TELLO *et al.* (2014); de las otras dos en COLOM PLAZUELO *et al.* (2015) y EMBED TELLO *et al.* (2015). La primera sentencia ha sido ya objeto en nuestra lengua de comentarios específicos. Destaco el de JIMÉNEZ BLANCO (2014).

<sup>50</sup> Que en el punto 25 de la sentencia aparece traducido como “Tribunal de lo Contencioso-administrativo” de Linköping.

Respondiendo a las cuestiones planteadas por el órgano sueco, el TJUE afirmará que esta forma de apoyo a la producción de energía verde (la entrega de certificados) es conforme con lo previsto en la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, del 23 de abril de 2009 (en adelante, DR). No sólo eso, sino que la técnica de los certificados verdes está expresamente prevista en el art. 2, párrafo segundo, letras k y l de dicha Directiva.

Pero una vez indicado este principio básico, el TJUE también se pronuncia sobre la compatibilidad del sistema sueco con el art. 34, TFUE, donde se expresa con claridad que “quedarán prohibidas entre los Estados miembros las restricciones cuantitativas a la importación, así como todas las medidas de efecto equivalente”.

En esos términos el Tribunal constata que la normativa sueca “puede obstaculizar, al menos indirecta y potencialmente, las importaciones de electricidad, en especial verde, procedentes de otros Estados miembros, y ello de diferentes maneras”<sup>51</sup>, por lo que sería una medida de efecto equivalente a las restricciones cuantitativas a las importaciones y, en principio, incompatible con el art. 34, TFUE, a no ser que estas restricciones puedan estar justificadas<sup>52</sup>.

El Tribunal entra seguidamente en el análisis de estas posibles justificaciones. Encuentra que una de ellas es el fomento del recurso a fuentes de energía renovables<sup>53</sup>, lo que lleva consigo un efecto útil para la protección del medio ambiente, dado que contribuye a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Encuentra también que es una medida proporcional en relación a los efectos que se pretenden cumplir con ella<sup>54</sup>.

Finalmente y respondiendo a otra de las cuestiones planteadas, el TJUE señala que la normativa sueca no lesiona el principio de seguridad jurídica<sup>55</sup>. A esos efectos se recuerda la doctrina tradicional del Tribunal acerca de que este principio “exige, por una parte, que las normas de Derecho sean claras y precisas y, por otra, que su aplicación sea previsible para los justiciables”<sup>56</sup>. En todo caso será el Tribunal de origen quien deberá juzgar sobre ello, pero el Tribunal de Justicia le proporciona una serie de elementos mediante los cuáles concluye en que “no parece que la norma controvertida en el litigio principal pueda vulnerar el principio de seguridad jurídica”<sup>57</sup>.

La segunda sentencia, *Essent Belgium NV y otros*, resuelve una petición de decisión prejudicial planteada, con arreglo al artículo 267, TFUE, por el Rechtbank van Eerste Aanleg te Brussel<sup>58</sup>, mediante resoluciones de 16 de abril de 2012 y recibidas en el Tribunal de Justicia el 30 de abril de 2012.

<sup>51</sup> *Alands Vindkraft AB* (2014) apartado 67.

<sup>52</sup> Ídem, apartado 75.

<sup>53</sup> Ídem, apartado 82.

<sup>54</sup> Ídem, apartado 119.

<sup>55</sup> Ídem, apartado 120 y ss.

<sup>56</sup> Ídem, apartado 127.

<sup>57</sup> Ídem, apartado 131.

<sup>58</sup> Tribunal de primera instancia de Bruselas, según la traducción que se contiene en el punto 33 de la sentencia comentada.

Sigue, como veremos, las enseñanzas deducidas de la sentencia *Alands Vindkraft AB*, por más que la empresa Essent indica al Tribunal expresa y preventivamente “que tanto la situación fáctica como el marco jurídico que caracterizan al asunto que dio lugar a esta sentencia son diferentes de los del caso de autos”<sup>59</sup>, planteamiento que, sin embargo, no tendrá trascendencia en la sentencia, que se mueve en los mismos parámetros que la anterior.

Ello puede estar inicialmente basado en que el marco jurídico que se debe tener en cuenta es semejante aun cuando, en este caso, se trate de dos Directivas del “segundo paquete”: la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad (que fue derogada por la DR) así como la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE (también derogada por la 2009/72/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad). Estos textos de 2002 y 2003 deben aplicarse, por la fecha en que se desarrollaron los hechos.

El supuesto de hecho sobre el que versa la sentencia es que la empresa Essent, en función de una norma específica de la región flamenca, debía presentar certificados verdes (obligación de cuota) que se interpretaban por el órgano competente flamenco como certificados acreditativos de la adquisición de energía de productores establecidos en la región flamenca, mientras que la empresa Essent presentaba certificados acreditativos de la producción de energía verde en los Países Bajos y Noruega, por lo que fue multada en 2005 (125 euros por cada certificado verde que faltaba de los que debía presentar, hasta un total de 542.125 euros). Multas semejantes se repitieron en 2006, 2007, 2008 y 2009, interponiéndose recurso frente a todas ellas ante el tribunal de Bruselas, donde se aducía la violación del art. 34 TFUE y del 11 del Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo de 1992; igualmente la recurrente alega violación del principio de no discriminación consagrado en los arts. 18 TFUE, 4° del Acuerdo EEE, 5° de la Directiva 2001/77 y 3° de la Directiva 2003/54. Resumiendo sus argumentos, Essent entiende que la normativa nacional controvertida “protege a los productores de electricidad locales, impidiendo con ello la realización del mercado interior” y el órgano competente flamenco “al rechazar las garantías de origen concedidas en otros países, da un tratamiento diferente a situaciones idénticas” (punto 41). Las preguntas que el órgano judicial de Bruselas plantea al TJUE van en ese sentido.

Como indicaba, las soluciones de esta sentencia son semejantes a las dadas en la sentencia *Alands Vindkraft AB*. Así el TJUE comienza recordando la conclusión general de esa sentencia consistente en que la normativa europea aplicable (art. 5° de la Directiva 2001/77) no se opone a un sistema

<sup>59</sup> *Essent Belgium NV y otros* (2014) punto 46.

nacional de apoyo, como el aplicable en la región flamenca, que prevé la concesión, por parte de la autoridad reguladora regional competente, de certificados negociables en razón de la electricidad verde producida en el territorio de la región en cuestión y que impone a los proveedores de electricidad la obligación de presentar cada año a dicha autoridad, bajo pena de multa administrativa, una determinada cantidad de tales certificados correspondientes a una parte del total de sus suministros de electricidad en esta región, sin que estos proveedores puedan cumplir dicha obligación utilizando garantías de origen procedentes de otros Estados miembros de la Unión o de Estados terceros parte del Acuerdo EEE<sup>60</sup>. Y ello porque, de la misma forma que se dijo en la sentencia *Alands Vindkraft*, “el legislador de la Unión no tuvo la intención de imponer a los Estados miembros que hayan optado por un sistema de apoyo que utilice certificados verdes extender las ventajas de éste a la electricidad verde producida en el territorio de otro Estado miembro”<sup>61</sup>.

A continuación el Tribunal debe resolver si el sistema flamenco es compatible con el art. 28, CE (no es aplicable, dadas las fechas del asunto, el art. 34, TFUE, que sí lo era en el caso resuelto por la sentencia *Alands Vindkraft*, aun cuando ambos tengan el mismo texto). El art. 28, CE prohíbe entre los Estados miembros las medidas de efecto equivalente a las restricciones cuantitativas a la importación. Tras el correspondiente análisis el TJUE va a establecer (como hizo en la sentencia de 1 de julio de 2014) que “una normativa como la controvertida en los litigios principales puede efectivamente obstaculizar, al menos indirecta y potencialmente, las importaciones de electricidad, en especial verde, procedentes de otros Estados miembros, y ello por distintos motivos”<sup>62</sup>.

Se trata de saber, entonces, si hay algún tipo de justificación posible para estas medidas, tal y como prevé el art. 30, CE. Se encuentra esta justificación en el fomento del recurso a fuentes de energía renovables<sup>63</sup>, lo que lleva consigo un efecto útil para la protección del medio ambiente, dado que contribuye a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Encuentra también que es una medida proporcional en relación a los efectos que se pretenden cumplir con ella<sup>64</sup>. En todo caso debe ponerse en marcha para justificar todo ello “un verdadero mercado de certificados verdes en el que la oferta y la demanda puedan encontrarse efectivamente y tender al equilibrio,

<sup>60</sup> *Essent Belgium NV y otros* (2014) punto 69.

<sup>61</sup> Ídem, punto 66. Esta cuestión de dilucidar cuál fue la intención expresa de la Directiva es capital en esta sentencia (y en las otras). No hubo esa voluntad unificadora (armonizadora), lo que quiere decir que existía amplísima libertad para los Estados miembros en la aplicación de la misma. Ello es un punto fundamental –si el Tribunal en un hipotético conflicto lo mantuviera– en relación a las directrices que pudieran derivarse, expresa o implícitamente, de la “Unión de la Energía” que los documentos preparatorios del “cuarto paquete” pretenden construir.

<sup>62</sup> Ídem, punto 83.

<sup>63</sup> Ídem, punto 90.

<sup>64</sup> Ídem, apartados 96 y ss.

de modo que sea realmente posible que los proveedores interesados consigan en él tales certificados en condiciones equitativas”<sup>65</sup>.

También se indica que estas medidas no se oponen al principio de no discriminación, pues “debe señalarse a este respecto que la obligación de cuota controvertida en los litigios principales incumbe a todos los proveedores de electricidad que operan en la Región flamenca, cualquiera que sea su nacionalidad. Del mismo modo el hecho de que dichos proveedores no puedan utilizar garantías de origen en lugar de certificados verdes afecta a todos ellos, independientemente de su nacionalidad”<sup>66</sup>.

Y, finalmente, debo mencionar la sentencia *Green Network Spa*, que resuelve una petición de decisión prejudicial planteada, con arreglo al artículo 267 TFUE, por el Consiglio di Stato (Italia) mediante resolución de 16 de octubre de 2012 recibida en el Tribunal de Justicia el 8 de febrero de 2013.

El problema planteado en esta sentencia es semejante al que se resolvió en las anteriores: las condiciones del consumo de energía renovable y su forma de demostración. En las sentencias anteriormente citadas lo que pudo contemplarse es la compatibilidad entre el Derecho comunitario (la DR de 2009 y la Directiva 2001/77/CE) y normativas nacionales (sueca y belga), que solo reconocían, como prueba del consumo de energías renovables, la presentación por las correspondientes empresas de certificados verdes emitidos por autoridades nacionales y en relación con la energía producida por productores nacionales en el propio país. La variante que en este caso se produce es que la energía ha sido producida en un tercer país (Suiza), que está vinculado con la Unión Europea por el Acuerdo (general) entre la Comunidad Económica Europea y la Confederación Suiza de 22 de julio de 1972 adaptado por la Decisión 1/2000 del Comité mixto CE-Suiza de 25 de octubre de 2000 (denominado como “Acuerdo de Libre Comercio”)<sup>67</sup>. Al margen de otras cuestiones, el litigio principal trata de una sanción impuesta a la empresa *Green Network* por haber incumplido la obligación de adquirir certificados verdes en relación al año 2006.

La decisión contenida en esta sentencia va a ser congruente con las anteriormente comentadas, aun cuando dado el carácter de Estado no comunitario de Suiza debe hacerse una precisión previa: la competencia para celebrar este tipo de acuerdos con terceros países pertenecería a la Unión y a los Estados miembros de la Unión, por lo que un acuerdo bilateral (en el caso, el suscrito por Italia con Suiza) se opondría al precepto que debería tenerse en cuenta a estos efectos (art. 3, TFUE). Y tampoco valdría a estos efectos que una disposición interna de un país miembro (en el caso, la normativa italiana que se menciona en la sentencia) atribuyera a la energía verde importada de un tercero (Suiza, en el caso) un valor semejante a la producida en el propio país. Ello se opondría al objeto propio de la Directiva

<sup>65</sup> Ídem, punto 112, que se corresponde con el 114 de la sentencia *Alands Vindkraft*.

<sup>66</sup> Ídem, punto 121.

<sup>67</sup> COMITÉ MIXTO CE-SUIZA (2000).

2001/77, que es potenciar las posibilidades de explotación de las fuentes de energía renovables que actualmente están infrautilizadas en la Comunidad, Esta Directiva quiere promover las fuentes de energía renovables con carácter prioritario, ya que su explotación contribuye a la protección medioambiental y al desarrollo sostenible, añadiéndose en la sentencia comentada –ya fuera de las consideraciones ambientales– que “esta medida puede ser fuente de empleo local, tener repercusiones positivas en la cohesión social, contribuir a la seguridad del aprovisionamiento y hacer posible que se cumplan los objetivos de Kioto con más rapidez” (punto 55).

Tremendas ventajas, por tanto (hay un punto, solo un punto, de cinismo en mi comentario), las de una normativa como la controvertida, lo que, como he indicado al comienzo de este apartado, está representando una fuente de tensión (contradicción) entre el mercado interior y la sostenibilidad ambiental que deberá ser abordada, sin duda, por la normativa europea que se incluya en el “cuarto paquete”. Pasemos a ver la documentación preparatoria de este “cuarto paquete” y las líneas generales que pueden desprenderse de ella.

§ 4. LA PREPARACIÓN DEL “CUARTO PAQUETE” DE LA ENERGÍA.  
EXPOSICIÓN DE LOS PRINCIPALES DOCUMENTOS Y DE LAS NUEVAS  
PERSPECTIVAS: LA “UNIÓN DE LA ENERGÍA” COMO GRÁFICA  
EXPRESIÓN QUE RESUME LOS OBJETIVOS POR ALCANZAR

Pues bien, como he indicado en § 1 del trabajo, de nuevo la UE se prepara para una profunda renovación de la normativa energética, tal y como puede observarse con el examen de diversos documentos producidos en menos de un año, desde la declaración del Consejo Europeo de octubre de 2014 hasta el conjunto documental presentado el 15 de julio de 2015 y tras el intermedio singular de otra serie de documentos, alguno de ellos realmente decisivo, presentados el 25 de febrero de 2015<sup>68</sup>.

Comienzo con la enumeración de lo más importante de este conjunto documental, lo que se hace de forma cronológica y dejando para el final el único texto pre-normativo presentado hasta el momento, una propuesta de Directiva.

1) Conclusiones del Consejo Europeo celebrado los días 23 y 24 de octubre de 2014<sup>69</sup>.

<sup>68</sup> Se concluye este trabajo en los primeros días de septiembre de 2015.

<sup>69</sup> CONSEJO EUROPEO (2014). Es muy difícil señalar un punto concreto en cuanto que siempre se puede señalar algún tipo de antecedentes, pero creo que la relevancia del Consejo Europeo permite fijarse en esta declaración como el inicio de un tiempo. En todo caso y como muestra de esa distinta documentación previa en algún sentido o, en todo caso, relevante también, creo conveniente añadir aquí la Comunicación de la COMISIÓN EUROPEA (2014a). Las preocupaciones de este documento se orientan por un ámbito, la seguridad energética, que también será considerado en la documentación preparatoria del nuevo paquete, como en COMISIÓN EUROPEA (2015a) pp. 4 y ss.

2) Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de inversiones titulada “Estrategia marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva” Bruselas, 25.2.2015 COM (2015) 80 final, su Anexo primero titulado “Hoja de ruta hacia la Unión de la Energía”<sup>70</sup>.

3) Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo “El Protocolo de París, un plan rector para combatir el cambio climático más allá de 2020”. Bruselas 25.2.2015. COM (2015) 81 final y su Anexo I<sup>71</sup>.

4) Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo “Alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10 %. Preparación de la red eléctrica europea de 2020”. Bruselas, 25.2.2015. COM (2015) 82 final<sup>72</sup>.

5) Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, “Establecer un nuevo acuerdo para los consumidores de energía”. Bruselas 15.7.2015. COM (2015) 339 final<sup>73</sup>.

6) Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, “Lanzamiento de un proceso de consulta pública sobre la nueva configuración del mercado de la energía”. Bruselas, 15.7.2015. COM (2015) 340 final<sup>74</sup>.

7) Informe de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo. Revisión de la Directiva 2010/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la indicación del consumo de energía y otros recursos por parte de los productos relacionados con la energía, mediante el etiquetado y una información normalizada. Bruselas, 15.7.2015. COM (2015) 345 final<sup>75</sup>.

8) Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amendig Directive 2003/87/EC to enhance cost-effective emission reductions and low-carbon investments. Brussels, 15.7.2015 COM (2015) 337 final<sup>76</sup>.

Pues bien, lo que inequívocamente se desprende de este conjunto documental es una voluntad evidente de fomentar la producción de las energías renovables, reducir el consumo ampliando el rendimiento energético y caminar decididamente hacia el mercado interior mediante un impulso singular a la construcción de redes transfronterizas. Todo ello expresado bajo el nuevo paradigma de la “Unión de la Energía” que, aun con antecedentes anteriores<sup>77</sup>, se desarrolla explícitamente en el documento COM (2015) 80 final<sup>78</sup>. Pero también, y en un punto muy superior a lo hasta ahora conocido, ampliando

<sup>70</sup> COMISIÓN EUROPEA (2015a).

<sup>71</sup> EUROPEAN COMMISSION (2015b).

<sup>72</sup> COMISIÓN EUROPEA (2015c).

<sup>73</sup> COMISIÓN EUROPEA (2015d).

<sup>74</sup> EUROPEAN COMMISSION (2015b).

<sup>75</sup> COMISIÓN EUROPEA (2015e).

<sup>76</sup> Recojo este texto en inglés por no estar, hasta el momento, traducido al castellano.

<sup>77</sup> La expresión “nueva Unión Europea de la Energía” aparece en Juncker (2014) p. 5. Igualmente esta expresión puede verse en EUROPEAN COMMISSION (2014) p. 15..

<sup>78</sup> Esto es, COMISIÓN EUROPEA (2015a). Véase MATTERA (2015) pp. 123 y ss.

la capacidad jurídica del consumidor al que se le quiere colocar, además, en el centro del mercado al potenciar su carácter –basado en la utilización de nuevas tecnologías– de potencial productor de energía, y, desde luego, un agente más en el mercado<sup>79</sup>. Todo ello con una confesada vocación de reducir los altos precios de la energía, una energía que se basaría en una descarbonización y en un papel prevalente de Europa en los mercados mundiales de la energía<sup>80</sup>.

A lo largo de estas páginas ya se han podido comprobar algunas pruebas de todo lo que antecede en el sintético párrafo anterior, como cuando se han reflejado los nuevos objetivos numéricos que representan un claro avance sobre los conocidos “20-20-20” (final del § 1) o los reproches a la falta de consecución del mercado interior (§ 2)<sup>81</sup>. Ahora y además de resumir –como se ha hecho– el conjunto de objetivos indicado<sup>82</sup>, creo que merece la pena, finalmente, poner el acento en algunas cuestiones mediante las que es posible concordar en los firmes propósitos que en esos diversos frentes parecen conducir las nuevas perspectivas europeas:

a) La vinculación de estas políticas con un Plan de inversiones para Europa dentro del que se prevén inversiones (mayoritariamente privadas) de unos 200.000 millones de euros en la próxima década para producción, redes y eficiencia energética<sup>83</sup>. Estas inversiones todavía están conectadas formalmente con el tercer paquete al que se trata de “asegurar” pero contemplan también, como ya se ha dicho, la “Unión Europea de la Energía” y otros objetivos para 2030<sup>84</sup> y, en otro orden de cosas y como muestra de la amplitud de miras de la iniciativa, se trata de una política general dedicada a relanzar la inversión en Europa caída en un 15 % (así se evalúa en el documento que sigo) desde su pico localizado en 2007<sup>85</sup>.

<sup>79</sup> Cfr. COMISIÓN EUROPEA (2015e). Es el “New Deal” (creo que con reminiscencias buscadas claramente del Roosevelt de los años treinta del pasado siglo) que se propone para los consumidores y que se contiene en esta sugestiva comunicación en el que las nuevas tecnologías (contadores inteligentes y otras) representan un papel esencial y en la que el consumidor es contemplado también como autoprodutor y, por tanto, agente en el mercado interior global.

<sup>80</sup> Por eso la vinculación entre el paquete energético y el cambio climático que se muestra en la inserción de COMISIÓN EUROPEA (2015a) y su Anexo I. A COMISIÓN EUROPEA (2015b) pertenece esta significativa frase: “La política climática de la UE se basa en un mercado de carbono de la UE (Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE), unos objetivos nacionales de reducción de gases de efecto invernadero ambiciosos pero equitativos para los sectores no incluidos en dicho Régimen y una política energética que convierta a la Unión Europea en líder de las energías renovables”.

<sup>81</sup> Añado ahora que la Comisión, tras describir la real existencia de 28 marcos reglamentarios nacionales frente a las normas de energía a nivel europeo (teórico) concluye lapidariamente con esta frase: “Esto no puede seguir así”. Ver COMISIÓN EUROPEA (2015a) p. 3.

<sup>82</sup> Creo que el documento fundamental a esos efectos es COMISIÓN EUROPEA (2015a).

<sup>83</sup> Cfr. EUROPEAN COMMISSION (2014).

<sup>84</sup> Cfr. EUROPEAN COMMISSION (2014) p. 15.

<sup>85</sup> Cfr. EUROPEAN COMMISSION (2014) p. 4. En nota a pie de página la Comisión afirma que esa caída de la inversión ha sido en algunos países mucho más dramática poniendo como ejemplo, entre otros países, a España, de la que señala que la caída ha sido del 38 %.



b) El aporte periódico, sucesivo, de documentos por parte de la Comisión en una línea creciente de precisión que se ha producido a lo largo de 2015, y la significativa llamada al suministro de información por parte de los privados para confrontar sus iniciativas y la fijación de plazos para concretar<sup>86</sup>.

c) Pero lo fundamental es una concreción de la consistencia de la “Unión de la Energía” que, aun con antecedentes anteriores normalmente, alcanza un nivel de cierta definición con la concreción de “quince puntos de acción” para conseguir tal Unión en el decisivo documento COM (2015) 80 final<sup>87</sup> y cuya exposición detenida en este lugar no es posible por puras razones de espacio.

El camino abierto, por tanto, se apoya en unos documentos en los que el grado de precisión es bastante firme del lado europeo aun cuando su realización efectiva, dadas las limitadas competencias sobre energía que a las instituciones europeas aporta el TFUE (véase las referencias en el inicio de este trabajo), seguirá siendo responsabilidad fundamental de los Estados a los que la Comisión llama a la solidaridad<sup>88</sup>. La forma en la que este camino se concrete con las correspondientes iniciativas (y realidades) normativas<sup>89</sup> obligará, sin duda, a plantearse otras posibles reformas, pues es difícil imaginar un mercado interior europeo real sin un agente regulador europeo dotado de los correspondientes poderes<sup>90</sup>.

## § 5. CONCLUSIONES

El trabajo ha permitido poner de relieve un demasiado largo camino de las instituciones europeas en pro de la consecución de un mercado interior de la energía que debería traer necesariamente como resultado una mayor competencia con las ventajas en precios y en seguridad de suministro para el consumidor europeo. Todo induce a pensar que en los momentos actuales la voluntad política es muy decidida en la consecución de tal objetivo, para lo que, sin duda, las amargas experiencias de una crisis económica todavía no superada han servido de acicate. El necesario programa de inversiones para la construcción de redes transeuropeas tendría el efecto doble de relanzar una actividad económica y, obviamente, de constituirse en elemento esencial en la consecución del mercado interior. En particular, un país como España

<sup>86</sup> Ese es el objeto de COMISIÓN EUROPEA (2015d), “lanzamiento”, podríamos resumir.

<sup>87</sup> COMISIÓN EUROPEA (2015a).

<sup>88</sup> De forma concordante con la utilización de esta palabra vinculada a la acción de los Estados en el art. 194 TFUE.

<sup>89</sup> Como habrá podido verse, solo se cuenta hasta ahora con una iniciativa normativa relacionada con el comercio de emisión de gases de efecto invernadero. El lanzamiento de un cierto proceso de “información pública” que antes se ha contemplado en COMISIÓN EUROPEA (2015d), explica que las iniciativas normativas de la Comisión deban esperar al “feedback” que se producirá en los próximos meses.

<sup>90</sup> Sobre la cuestión en nuestra lengua, MALARET (2011) pp. 151 y ss., quien ya se plantea con cierta anticipación las actuales limitaciones de competencias de la ACER y su posible desarrollo.

dejaría de ser un elemento aislado energéticamente del conjunto europeo y ello significaría, muy probablemente, un relanzamiento de las energías renovables, de gran dinamismo solo hace unos pocos años y detenidas en su crecimiento en España en virtud de determinados elementos de reducción del gasto público vinculados a la crisis económica.

Ese mercado interior precisaría de un regulador europeo con unas competencias notablemente mayores que las que hasta ahora han aparecido, si bien no se aprecian excesivas precisiones en este sentido, al menos hasta el momento.

## BIBLIOGRAFÍA CITADA

- ARANA GARCÍA, Estanislao (2014): “La nueva Ley del Sector Eléctrico: entre el riesgo regulatorio y la seguridad jurídica en el apoyo a las energías renovables”, en Alenza García, José Francisco (dir.), *La regulación de las energías renovables ante el cambio climático* (Cizur Menor, Thomson-Reuters Aranzadi) pp. 133-155.
- COLOM PLAZUELO, Eloy; EMBID TELLO, Antonio E.; JIMÉNEZ COMPAIRED, Ismael; SATUAIN MENDÍA, Beatriz; VALCARCEL FERNÁNDEZ, Patricia; EMBRID IRUJO, Antonio (2015): “Bienes públicos y patrimonio cultural”, *Revista Española de Derecho Administrativo* (REDA), n° 169: pp. 247-279.
- DEL GUAYO, Iñigo y PIELOW, Johann Christian (2012): “Electricity and gas infrastructure planning in the European Union”, en Roggenkamp, Martha M.; Barrera-Hernández, Lila; Zillman, Donald N., y Del Guayo, Iñigo (eds.), *Energy Networks and the Law. Innovative Solutions in Changing Markets* (Oxford, Oxford University Press) pp. 232-254.
- DEL GUAYO CASTIELLA, Iñigo (2009): “Derecho comparado: el contexto europeo”, en Muñoz Machado, Santiago; Serrano González, Marina, y Bacigalupo Sagesse, Mariano (dirs.), *Derecho de la regulación económica* (Madrid, Iustel) tomo III, “Sector energético” pp. 493-533.
- DEL GUAYO CASTIELLA, Iñigo (2012): “Seguridad jurídica y cambios regulatorios (A propósito del Real Decreto-ley núm. 1/2012, de 22 de enero, de suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y de supresión de las primas para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica mediante fuente de energía renovables)”, *REDA*, n° 156: pp. 232-254.
- EMBID IRUJO, Antonio (2012): “El derecho público de la crisis económica”, en Blasco Esteve, Avelino (coord.), *El derecho público de la crisis económica. Transparencia y sector público. Hacia un nuevo Derecho administrativo* (INAP, Madrid) pp. 21-120.
- EMBID TELLO, Antonio E.; JIMÉNEZ COMPAIRED, Ismael; SALINAS AICEGA, Sergio; VALCARCEL, Patricia; EMBID IRUJO, Antonio (2015): “Medio Ambiente”, *REDA*, n° 169: pp. 281-309.
- EMBID TELLO, Antonio E.; JIMÉNEZ COMPAIRED, Ismael; SALINAS AICEGA, Sergio; VALCARCEL, Patricia; EMBID IRUJO, Antonio (2014): “Medio Ambiente”, *Revista Española de Derecho Administrativo* (REDA), n° 166: pp. 253-283.
- ESTOA PÉREZ, Abel (2009): “Los intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad”, en Muñoz Machado, Santiago; Serrano González, Marina, y Bacigalupo Sagesse, Mariano (dirs.), *Derecho de la regulación económica* (Madrid, Iustel) tomo III, “Sector energético” pp. 493-533.

- GARCÉS SANAGUSTÍN, Ángel (2014): “La aplicación del concepto de riesgo regulatorio al nuevo régimen jurídico de las energías renovables”, *RArAP*, nº 43-44: pp. 9-70.
- JIMÉNEZ BLANCO, Antonio (2014): “Energías renovables y Tribunal Europeo: la sentencia de la Gran Sala de 1 de julio de 2014, *Alands Vinkraft*”, *RVAP*, núm. especial 99-100: pp. 1776-1794.
- MALARET I GARCÍA, Elisenda (2011): “La Agencia de Cooperación de Reguladores de la Energía: ¿autoridad europea de regulación o institucionalización de la cooperación de los reguladores nacionales?”. *RDUE*, 20: pp. 151-174.
- MATTERA, Pietro (2015): “Énergie et ressources naturelles. Le paquet “Union de l’énergie”. La nouvelle stratégie UE en matière énergétique”, *RDUE*, nº 1: pp. 123-132.
- MUÑOZ MACHADO, Santiago (2009): “Introducción al sector energético: regulación pública y libre competencia”, en Muñoz Machado, Santiago; Serrano González, Marina, y Bacigalupo Sagesse, Mariano (dirs.), *Derecho de la regulación económica* (Madrid, Iustel) tomo III, “Sector energético” pp. 17-51.
- PIELOW, Johann Christian (2015): “Energías renovables en Alemania: la Energiewende y el derecho”, en Alenza García, José Francisco (dir.), *La regulación de las energías renovables ante el cambio climático* (Cizur Menor, Thomson-Reuters Aranzadi) pp. 517-549.
- RAZQUÍN LIZARRAGA, Martín M<sup>a</sup> (2012): “Energía y Medio Ambiente: marco normativo y aplicación judicial”, *RADA*, 21: pp. 24-60.
- RUIZ OLMO, Irene y DELGADO PIQUERAS, Francisco (2014): “La nueva regulación legal de las energías renovables: del régimen especial al régimen específico”, en Alenza García, José Francisco (dir.), *La regulación de las energías renovables ante el cambio climático* (Cizur Menor, Thomson-Reuters Aranzadi) pp. 59-96.
- SALINAS ALCEGA, Sergio (2014): *El cambio climático: entre cooperación y conflicto. Propuestas desde el derecho internacional* (Cizur Menor, Thomson Reuters-Aranzadi).
- SANZ RUBIALES, Iñigo (2015): “La (escasa) influencia del mercado de emisiones en la promoción de la energía renovable”, en Alenza García, J. F. (dir.), *La regulación de las energías renovables ante el cambio climático* (Cizur Menor, Thomson-Reuters Aranzadi) pp. 191-215.
- SHACKLEFORD CAPEL, Sara (2014): “Las energías renovables en España: pasado, presente, ¿futuro?”, *RADEHM*, nº 2: pp. 137-153.
- VV.AA. (2015): *Riesgo regulatorio en las energías renovables* (Cizur Menor, Thomson-Reuters Aranzadi).

## OTROS DOCUMENTOS CITADOS

- COMISIÓN EUROPEA (2007): “Una política energética para Europa”, Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo [COM (2007) 1 final - no publicada en el Diario Oficial], en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=URISERV%3A127067> (último acceso: 8/4/2016).
- COMISIÓN EUROPEA (2008): “Hacia una red europea de energía segura, sostenible y competitiva”, Libro Verde [COM(2008) 782 final – no publicada en el Diario Oficial], en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=URISERV:en0004&from=ES> (último acceso: 8/4/2016).
- COMISIÓN EUROPEA (2010a): “Informe sobre los progresos realizados en la creación del mercado interior del gas y de la electricidad”, Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo, SEC (2010) 251, Bruselas, 11.3.2010 COM

- (2010) 84 final, en: <http://www.bizkaia.eus/fitxategiak/05/ogasuna/europa/pdf/documentos/10-com84.pdf> (último acceso: 8/4/2016).
- COMISIÓN EUROPEA (2010b): “Las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020. Esquema para una red de energía europea integrada”, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las regiones, Document 52010DC0677, Bruselas 17.11.2010. COM (2010) 677 final, en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:52010DC0677> (último acceso: 8/4/2016).
- COMISIÓN EUROPEA (2014a): “Estrategia europea de la seguridad energética”, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo Europeo, Bruselas, 28.5.2014 COM (2014) 330 final, en: [http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2014\\_2019/documents/com/com\\_com\(2014\)0330/\\_com\\_com\(2014\)0330\\_es.pdf](http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2014_2019/documents/com/com_com(2014)0330/_com_com(2014)0330_es.pdf) (último acceso: 8/4/2016).
- COMISIÓN EUROPEA (2014b): “Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014 - 2020” (DOC 200/1, 28/6/2014), Comunicación de la Comisión, 2014/C 200/01, en: [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=ES](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=ES) (último acceso: 8/4/2016).
- COMISIÓN EUROPEA (2015a): “Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva”, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones, Bruselas, 25.2.2015 COM (2015) 80 final, en: [http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2014\\_2019/documents/com/com\\_com\(2015\)0080/\\_com\\_com\(2015\)0080\\_es.pdf](http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2014_2019/documents/com/com_com(2015)0080/_com_com(2015)0080_es.pdf) (último acceso: 8/4/2016).
- COMISIÓN EUROPEA (2015b): “El Protocolo de París, un plan rector para combatir el cambio climático más allá de 2020”, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo, Bruselas 25.2.2015. COM (2015) 81 final, en: <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2015/ES/1-2015-81-ES-F1-1.PDF> (último acceso: 8/4/2016).
- COMISIÓN EUROPEA (2015c): “Alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10 %. Preparación de la red eléctrica europea de 2020”, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo, Bruselas, 25.2.2015 COM (2015) 82 final, en: [http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a5bfdc21-bdd7-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0009.02/DOC\\_1&format=PDF](http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a5bfdc21-bdd7-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0009.02/DOC_1&format=PDF) (último acceso: 8/4/2016).
- COMISIÓN EUROPEA (2015d): “Establecer un nuevo acuerdo para los consumidores de energía”, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, Bruselas 15.7.2015. COM (2015) 339 final, en: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1\\_EN\\_ACT\\_part1\\_v8.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v8.pdf) (último acceso: 8/4/2016).
- COMISIÓN EUROPEA (2015e): “Revisión de la Directiva 2010/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la indicación del consumo de energía y otros recursos por parte de los productos relacionados con la energía, mediante el etiquetado y una información normalizada”, Informe de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo, Bruselas, 15.7.2015. COM (2015) 345 final, en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52015DC0345&from=EN> (último acceso: 8/4/2016).
- CONSEJO EUROPEO (2007): “Conclusiones de la Presidencia, Consejo Europeo de Bruselas, 8 y 9 de marzo de 2007”, Bruselas, 2 de mayo de 2007.

- CONSEJO EUROPEO (2007): “Conclusiones de la Presidencia. Consejo Europeo de Bruselas. 8 y 9 de marzo de 2007”, Bruselas, 2 de mayo de 2007 (OR. en) 7224/1/07, REV 1, CONCL 1, en: [http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms\\_Data/docs/pressData/es/ec/93146.pdf](http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/es/ec/93146.pdf) (último acceso: 13/4/2016).
- CONSEJO EUROPEO (2011a): “Conclusiones del Consejo Europeo de 9 de diciembre de 2011”, Bruselas, 25 de enero de 2011 (26.01) (OR. en) EUCO 139/1/11 REV 1 CO EUR 24 CONCL 6, en: [http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms\\_data/docs/pressdata/es/ec/126729.pdf](http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/es/ec/126729.pdf) (último acceso: 13/4/2016).
- CONSEJO EUROPEO (2011b): “Decisión de Ejecución del Consejo”, de 30 de mayo de 2011, relativa a la concesión de ayuda financiera de la Unión a Portugal, (2011/344/UE), DOUE L 159/88, de 17 de junio de 2011, en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32011D0344&from=ES> (último acceso: 13/4/2016).
- CONSEJO EUROPEO (2014): “Conclusiones del Consejo Europeo celebrado los días 23 y 24 de octubre de 2014”, Bruselas, 25 de octubre de 2013 (OR. en) EUCO 169/13 CO EUR 13 CONCL 7, en: [http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms\\_data/docs/pressdata/es/ec/139219.pdf](http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/es/ec/139219.pdf) (último acceso: 8/4/2016).
- CUMBRE PARA LAS INTERCONEXIONES ENERGÉTICAS (2015): “Declaración de Madrid”, España-Francia-Portugal-Comisión Europea-BEI, Madrid, 4 de marzo de 2015, en: <http://www.lamoncloa.gob.es/presidente/actividades/Documents/2015/DECLARACION%20DE%20MADRID%20esp%20FINAL.pdf> (último acceso: 13/4/2016).
- EUROPEAN COMMISSION (2014): “Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Central Bank, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and The European Investment Bank. An Investment Plan for Europe”, Brussels, 26.11.2014. COM (2014) 903 final, en: <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2014/EN/1-2014-903-EN-F1-1.PDF> (último acceso: 14/4/2016).
- EUROPEAN COMMISSION (2015a): “Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC to enhance cost-effective emission reductions and low-carbon investments”, Brussels, 15.7.2015 COM (2015) 337 final, en: <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2015/EN/1-2015-337-EN-F2-1.PDF> (último acceso: 8/4/2016).
- EUROPEAN COMMISSION (2015b): “Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Launching the public consultation process on a new energy market design”, Brussels, 15.7.2015 COM(2015) 340 final, {SWD(2015) 142 final}, en: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1\\_EN\\_ACT\\_part1\\_v11.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v11.pdf) (último acceso: 14/4/2016).
- JUNCKER, Jean Claude (2014): “A New Start for Europe: My Agenda for Jobs, Growth, Fairness and Democratic Change. Political Guidelines for the next European Commission. Opening Statement in the European Parliament Plenary Session. Strasbourg, 22 October 2014. Jean-Claude Juncker, Candidate for President of the European Commission. Strasbourg, 15 July 2014. Setting Europe in Motion. President-elect Juncker’s Main Messages from his speech before the European Parliament. Statement in the European Parliament plenary session ahead of the vote on the College Plenary Session. Strasbourg, 22 October 2014”, en: [https://ec.europa.eu/priorities/sites/beta-political/files/juncker-political-guidelines\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/priorities/sites/beta-political/files/juncker-political-guidelines_en.pdf) (último acceso: 8/4/2016).

NORMAS CITADAS

*España*

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre (BOE núm. 310, de 27 de diciembre), del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre (BOE núm. 283, de 23 de noviembre de 2010, disposición derogada), por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre (BOE» núm. 312, de 24 de diciembre de 2010), por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre (BOE núm. 312, de 28 de diciembre de 2012), de medidas fiscales para la sostenibilidad energética,
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero (BOE núm. 29, de 2 de febrero de 2013), de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio (BOE núm. 167, de 13 de julio de 2013) por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

*Unión Europea*

a) *Normas constituyentes*

- Tratado de Lisboa, por el que se modifican el Tratado de la Unión Europea y el Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea (2007/C 306/01), DO 17/12/2007, en: [https://www.boe.es/legislacion/enlaces/documentos/ue/Trat\\_lisboa.pdf](https://www.boe.es/legislacion/enlaces/documentos/ue/Trat_lisboa.pdf) (último acceso: 14/4/2016).

b) *Reglamentos*

- Reglamento (CE) 713/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 (DO L 211/1, 14/8/2009), por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER).
- Reglamento (CE) 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 (DO L 211/15, 14/8/2009), relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, y por el que se deroga el Reglamento (CE) n° 1228/2003.
- Reglamento (CE) 715/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 (DO L 211/36, 14/8/2009), sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) 1775/2005.
- Reglamento (UE) 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2011 (DO L 326/1, 8/12/2011), sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.
- Reglamento (UE) 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013 (DO L 115, 25/4/2013), relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) 713/2009, (CE) 714/2009 y (CE) 715/2009.

Reglamento (UE) 1316/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2013 (DO L 348, 20/12/2013), por el que se crea el Mecanismo Conectar Europa, por el que se modifica el Reglamento (UE) 913/2010 y por el que se derogan los Reglamentos (CE) 680/2007 y (CE) 67/2010.

c) *Directivas*

Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 140/16, 5/6/2009), relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 140/63, 5/6/2009), por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono (DO L 140/114, 5/6/2009), por la que se modifican la Directiva 85/337/CEE del Consejo, las Directivas 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE y el Reglamento (CE) 1013/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Directiva 2009/72/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE (DO L 211/55 de 14.8.2009).

Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 (DO L 211/94, 14/8/2009), sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.

Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de octubre de 2009 (DO L 285, 31/10/2009), por la que se instaure un marco para el establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía.

Directiva 2010/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de mayo de 2010 (DO L 153/1, 18/6/2010), relativa a la indicación del consumo de energía y otros recursos por parte de los productos relacionados con la energía, mediante el etiquetado y una información normalizada (refundición).

Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, (DO L 153/13, 18/6/2010), relativa a la eficiencia energética de los edificios (refundición).

SENTENCIAS CITADAS

*Tribunal Constitucional Español*

Sentencia del Tribunal Constitucional español 96/2014, de 12 de junio, en: <http://hj.tribunalconstitucional.es/es/Resolucion/Show/24015> (último acceso: 8/4/2016).

Sentencia del Tribunal Constitucional español 109/2014, de 26 de junio, en: <http://hj.tribunalconstitucional.es/en-US/Resolucion/Show/24021> (último acceso: 8/4/2016).

Sentencia del Tribunal Constitucional español 28/2015, de 19 de febrero, en: <http://hj.tribunalconstitucional.es/Hj/es/Resolucion/Show/24329> (último acceso: 8/4/2016).

EMBID IRUJO, Antonio ❖ “Energías renovables, medio ambiente y mercado interior . . .”

Sentencia del Tribunal Constitucional español 48/2015, de 5 de marzo, en: <http://hj.tribunalconstitucional.es/ca-ES/Resolucion/Show/24384> (último acceso: 8/4/2016).

Sentencia del Tribunal Constitucional español 105/2015, de 28 de mayo, en: <http://hj.tribunalconstitucional.es/HJ/es/Resolucion/Show/24463> (último acceso: 8/4/2016).

*Tribunal de Justicia de la Unión Europea*

STJUE de 13 de marzo de 2001, asunto C-379/98, *PreussenElektraAG*, en: <http://curia.europa.eu/juris/showPdf.jsf?docid=101807&doclang=EN> (último acceso: 8/4/2016).

Sentencia del Tribunal de Justicia (Gran Sala) de 1 de julio de 2014, asunto C-573/12, *Alands Vindkraft AB*, en: <http://curia.europa.eu/juris/liste.jsf?num=C-573/12> (último acceso: 8/4/2016)

Sentencia del Tribunal de Justicia (Sala Cuarta) de 11 de septiembre de 2014, asunto C-204/12, *Essent Belgium NV y otros*, en: <http://curia.europa.eu/juris/liste.jsf?num=C-204/12> (último acceso: 8/4/2016)

Sentencia del Tribunal de Justicia (Sala Cuarta) de 26 de noviembre de 2014, asunto C-66/13, *Green Network Spa*, en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A62013CA0066> (último acceso: 8/4/2016).



**RÉGIMEN DE FOMENTO PARA EL USO DE FUENTES  
RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA  
A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA\***

**Comentarios a la ley 27191. Esquemas de fomento  
y regulación de las energías  
renovables**

**NATIONAL PROMOTIONAL REGIME FOR THE USE OF RENEWABLE  
SOURCES OF ENERGY FOR THE PRODUCTION  
OF ELECTRIC ENERGY**

**Comments to Law N° 27191. Promotional and regulatory  
schemes applicable to renewable  
sources of energy**

Por JOSÉ CARLOS CUEVA\*\*

*Resumen:* La ley 27191 modificó la ley 26190 (Régimen de Fomento Nacional Para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica), creando nuevos beneficios promocionales e institutos regulatorios, analizados en el presente trabajo.

*Summary:* Law 27191 amended Law N° 26190 (National Promotional Regime for the use of renewable sources of energy for the Production of Electric Energy), creating in turn new promotional benefits and regulatory scheme, herein analyzed.

*Palabras clave:* Energía renovable. Ley 27191. Régimen de fomento.

*Key words:* Renewable energy. Law 27191. Promotional regime.

\* Recibido: 21/11/2015. Aceptado: 3/3/2016.

\*\* Abogado (Universidad de Buenos Aires, 1987). Postgrado en Derecho de la Regulación de Servicios Públicos (Universidad Austral, 2001). Cursos de Posgrado en Derecho Administrativo en Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires (1988). Miembro del Colegio Público de Abogados de Ciudad de Buenos Aires, Cámara Argentina de Energías Renovables, Instituto Argentino del Petróleo y Gas, International Bar Association, Rocky Mountain Mineral Law Foundation, entre otras entidades. Nombrado por publicaciones internacionales –*Best Lawyers, Chambers Latin America*– como referente en el área del derecho energético. Socio junior del Estudio Beccar Varela a cargo del Departamento de Derecho de la Energía. Correo electrónico: jcueva@ebv.com.ar

§ 1. INTRODUCCIÓN. ANTECEDENTES PROMOCIONALES  
Y REGULATORIOS

El 23 de septiembre de 2015 el Congreso de la Nación sancionó la ley 27191<sup>1</sup>, promulgada de hecho el 15 de octubre del mismo año y publicada en el Boletín Oficial del 21 del mismo mes. Mediante la ley 27191 no solo se introdujeron modificaciones a la ley 26190, de Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, vigente desde diciembre de 2006, sino que también se crearon nuevos beneficios promocionales e institutos regulatorios; en ambos casos, con el objetivo de impulsar el desarrollo de la industria de las energías renovables en nuestro país, que a la fecha, representa apenas el 1 % del total de la matriz energética.

La intención del presente trabajo es realizar un análisis de los beneficios promocionales e institutos regulatorios vigentes, aplicables a las energías renovables destinadas a la producción de energía eléctrica, partiendo del análisis específico de la ley 27191. A tal fin, analizaré brevemente el marco legal que encuadra a las energías renovables, identificando los beneficios promocionales e institutos regulatorios tanto anteriores como los resultantes de la ley 27191, haciendo finalmente también mención a los beneficios promocionales y esquemas regulatorios vigentes en algunas provincias.

a) *ESQUEMA REGULATORIO. MARCO REGULATORIO ELÉCTRICO NACIONAL. SU (NO) APLICACIÓN A LAS ENERGÍAS RENOVABLES.* — A nivel *nacional*, en enero de 1992 se aprobó la ley 24065, complementaria a su anterior ley 15336, que constituye el marco regulatorio general y vigente conocido como el “Marco Regulatorio Eléctrico”, aplicable a la industria eléctrica en general. Ya en su artículo 2° el Marco Regulatorio Eléctrico fijaba como política general, entre otros preceptos, “Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo” y “Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible”.

El Marco Regulatorio Eléctrico recepta así la concepción *liberal* del gobierno de turno, pasando de un Estado *omnipresente* que controlaba y era propietario de la mayoría de los activos del sector eléctrico, a un Estado *subsidiario*, que delegó en los particulares aquellas actividades que éstos podrían *prima facie* desarrollar con éxito, facilitando al Estado enfocar sus esfuerzos y recursos económicos y humanos en actividades indelegables y reservadas a su órbita de competencia. Bajo estos lineamientos, entre otros, se desarrolló y reguló la industria eléctrica en nuestro país a partir de la vigencia del Marco Regulatorio Eléctrico.

<sup>1</sup> La ley 27191 fue reglamentada mediante el decreto 531/2016 (B.O. 30/3/2016).

En el libro *Transformación del sector eléctrico*, que explicaba en detalle la concepción del nuevo Marco Regulatorio Eléctrico, señalaba el entonces Secretario de Energía, Ing. Carlos BASTOS –uno de los principales ejecutores de esta nueva política y coautor de tal libro–, que los cambios “. . . no se refieren necesariamente al traspaso de la titularidad de la propiedad sino más bien a los beneficios de la desintegración vertical y horizontal, a la introducción (o simulación) de competencia en todo nivel de actividad donde ésta sea factible, y al reemplazo de la planificación centralizada por un sistema descentralizado de decisiones de producción e inversión”<sup>2</sup>. Asimismo, “El espíritu general de la regulación en el nuevo ordenamiento económico-institucional del sector eléctrico argentino incorpora estos elementos innovadores de la regulación en donde se pretende controlar a las firmas reguladas a través de la verificación del cumplimiento de obligaciones, sujeto a penalidades e incentivos, sin necesidad de inmiscuirse en la función de producción de la empresa, ni en su estructura de costos o metas de inversión”<sup>3</sup>.

Sin embargo, adelantamos que el Marco Regulatorio Eléctrico *resultó una herramienta nula para la expansión de la oferta y el desarrollo de la generación de energía eléctrica de fuentes renovables*.

Sintéticamente, conforme el Marco Regulatorio Eléctrico la generación de energía eléctrica, *en cualquiera de sus modalidades*, es considerada una actividad de interés general (no un servicio público, como lo son los servicios de distribución y transporte de energía eléctrica) y quedaba sujeta a las reglas de la *libre competencia* y de *libre mercado*. La concepción original del Marco Regulatorio (actualmente desvirtuada, como se explicará más adelante), regulaba el *mercado* donde se realizaban las transacciones de compraventa de energía eléctrica a nivel mayorista, el que comprendía: 1) un *mercado a término* o *mercado de contratos*, donde generadores, comercializadores, distribuidores y grandes usuarios celebraban contratos de compraventa de energía eléctrica, fijando libremente cantidades, precios y condiciones, y 2) un *mercado spot* que reflejaba la oferta y la demanda instantánea en el mercado eléctrico mayorista (MEM). En este *mercado spot*, el despacho y cálculo de precios era realizado por el Organismo Encargado del Despacho (ejercido por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. –CAM-MESA–) hora a hora, en función de los costos económicos de producción (representados por el costo marginal de producción a corto plazo o costo de la última unidad a ser despachada), teniendo en cuenta para su estimación el costo que representa para la comunidad la energía no suministrada. Todo ello se medía en el centro de carga del sistema. De esta manera, bajo este

<sup>2</sup> BASTOS y ABDALA (1993) pp. 85 y ss.

<sup>3</sup> BASTOS y ABDALA (1993) pp. 177 y ss. En el mismo sentido, BARREIRO (2002, p. 72) rescata del debate parlamentario que precedió al dictado del Marco Regulatorio Eléctrico, entre muchas otros conceptos, que “La transformación del sector eléctrico debe crear un mercado con reglas que incentiven la generación de energía eléctrica a incrementar su oferta para satisfacer la demanda de la sociedad y la economía, con la calidad y confiabilidad requeridas”.

sistema de incentivos, aquellos generadores más eficientes desplazaban en esta “competencia” a los menos eficientes.

A nivel *provincial*, varios de los gobiernos provinciales siguieron los lineamientos del Marco Regulatorio Eléctrico, adhiriendo al esquema señalado y dictaron sus propias normas aplicables en el ámbito de su jurisdicción.

Dentro de este marco, la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables no tuvo un tratamiento particular que recepte las particulares características técnicas y económicas de las fuentes renovables, ni reglas específicas<sup>4</sup>. Tampoco, de manera consecuente con los lineamientos políticos imperantes, el Estado generó una política de fomento ni beneficios promocionales que impulsen a la industria de energías renovables. Siguiendo con la política de libre competencia y libre mercado imperantes, el desarrollo de la generación a partir de fuentes renovables fue puesto a competir en similares condiciones con las otras fuentes con años de desarrollo: gas natural, combustibles líquidos, hidráulica, nuclear.

La industria de fuentes renovables de energía debía entonces someterse a las estrictas reglas de *competencia, libre mercado, prohibición de subsidios cruzados*, etc., que gobernaron al mercado eléctrico durante la casi primera década de vigencia del Marco Regulatorio Eléctrico. Si bien este marco jurídico no excluyó a las energías renovables de su ámbito de aplicación, no constituyó tampoco una herramienta que haya permitido el desarrollo de esta industria, por lo que en ese sentido resultó nulo. Ni el *mercado spot* ni el *mercado a término* fueron señales regulatorias suficientes para atraer el desarrollo de la industria de energías renovables, cuyo desarrollo fue nulo en este período. Por el contrario, la beneficiosa coyuntura de la existencia de gas natural favoreció durante los primeros años de vigencia del Marco Regulatorio Eléctrico a la expansión de empresas generadoras sobre la base de máquinas térmicas. Las energías renovables de manera alguna pudieron *competir* con la generación de energía convencional.

En este sentido, explican LAHITOU y ELIASCHEV que “La evolución del sistema fue favorable con una indisponibilidad del parque térmico de generación, un incremento de la potencia instalada del 72 % y una baja real de los precios de la energía, en un contexto que contribuyó a ello a partir de la disponibilidad de gas natural a costos relativamente bajos y la evolución tecnológica (y mayor eficiencia) que representó el desarrollo del ciclo combinado. Ello en el marco de un mercado competitivo con presencia de múltiples agentes generadores privados (. . .) y estatales (. . .) y sin la presencia de actores con participaciones de mercado dominantes. (. . .) Entre las asignaturas pendientes de la evolución de la regulación introducida en 1992 se señalaba la necesidad de crear condiciones que incentivaran la diversificación de la matriz de

<sup>4</sup> Apenas en el año 2000, por medio de la resolución 136 de la Secretaría de Energía, se regularon ciertas cuestiones que hacen a la energía eólica, pero a los únicos efectos de la aplicación del beneficio promocional a la energía eólica, previsto en la ley 25019, explicado en § 1, c. Asimismo, la resolución 304/1999 de la Secretaría de Energía consideraba ciertos requisitos ambientales en relación con el diseño, construcción y operación de centrales eólicas.

generación eléctrica, dado que en esos años (como en los que seguirían), una mayoría sustancial de la potencia nueva instalada sería de origen térmico”<sup>5</sup>.

Hacia fines de 2001 y principios de 2002, la Argentina sufrió una fuerte crisis económica que impactó severamente en el sector energético, generando a su vez una crisis en este sector. De conformidad con la Ley de Emergencia Pública 25561, el Gobierno Nacional, entre otras medidas, pesificó las tarifas de las empresas de distribución y transporte a un tipo de cambio de \$ 1 por cada dólar estadounidense, revocó todas las disposiciones relativas a ajustes de precio y los mecanismos de indexación y facultó al Poder Ejecutivo a realizar una renegociación de los contratos de concesión de empresas transportistas y distribuidoras. Como consecuencia de esta situación, el Gobierno fue *re-regulando* el sector, a los efectos de enfrentar la crisis energética.

Entre otras medidas, el Gobierno Nacional, a través de regulaciones emanadas de la Secretaría de Energía, dejó sin efecto la aplicación pura del sistema de costos marginales al fijar topes a los precios que pagan las empresas distribuidoras por las compras de energía eléctrica y determinar que los precios que cobran los generadores se calculen sobre la base del precio del costo variable de producción de gas natural (resolución 240/2003 de la Secretaría de Energía), excluyendo del cálculo a la generación hidroeléctrica y a la importación spot. Se estableció también un precio spot máximo de 120 \$/MWh, aunque las máquinas generadoras cuyos costos superaran dicho precio se las remuneraría a su costo de operación reconocido y se creó un mecanismo de prioridades de pago a generadores (resolución 406/2003 de la Secretaría de Energía).

En este nuevo contexto, y dejando de lado los lineamientos originalmente concebidos, el Gobierno Nacional buscó nuevas herramientas a fin de concretar inversiones en generación. Así, en base a la resolución 712/2004, la Secretaría de Energía promovió la firma de sendos acuerdos con ciertos generadores, mediante los cuales éstos cedieron sus créditos pendientes de pago por parte de CAMMESA, los que fueron destinados a la construcción de dos centrales térmicas de 800 MW aproximadamente cada una<sup>6</sup>. Entre los considerandos de la resolución 712/2004, la Secretaría de Energía manifestó: “Que en tanto compete a esta Secretaría de Energía el desarrollar y poner en práctica una política en energía eléctrica razonable en el actual contexto económico-financiero, se considera oportuno y conveniente adecuar la normativa que rige en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en materia de inversiones estimulando la realización de las mismas generando instrumentos adecuados a las condiciones económicas actuales. ( . . ) Que teniendo en cuenta el estado actual y futuro del sistema y las condiciones macroeconómicas sectoriales así como las evidentes dificultades de financiamiento para el sector, es conveniente definir e instrumentar un procedimiento para

<sup>5</sup> LAHITOU y ELIASCHEV (2015) p. 353.

<sup>6</sup> Este plan se conoce como FonInvEMEM, término originado en la denominación del fondo creado a tal fin por la Secretaría de Energía: “Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía eléctrica en el MEM”.

financiar y gestionar las inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica disponible en los centros de demanda con costos accesibles para el normal funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) logrando su readaptación”.

Como otro ejemplo, mediante la resolución 1281/2006, la Secretaría de Energía creó el Programa de Energía Plus, cuyo objetivo es garantizar que la energía disponible en el mercado sea utilizada principalmente para atender a clientes residenciales y a aquellos clientes industriales y comerciales con demandas iguales o menores a 300 kW y que no tienen acceso a otras alternativas de potencia viables, promoviendo de este modo la inversión privada en generación “nueva”. De la misma manera que en el anterior caso, en los considerandos de esta resolución se prevé: “Que asimismo corresponde dictar los actos que permitan incentivar el aumento de la capacidad de generación actualmente instalada en sus distintas modalidades, garantizando las condiciones necesarias que permitan invertir en el sector. (. . .) Que con el objetivo de impulsar nueva oferta energética privada, resulta adecuado aprestar las bases reglamentarias aplicables, dando las señales económicas necesarias y disponer las vías de acción a seguir por parte de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o los que pretendan serlo para la instalación de nueva oferta de generación”.

Si bien el Estado comenzó de esta manera a tomar medidas dejando a un lado los principios de *libre mercado* y *libre competencia*, impulsando a la vez la necesaria inversión en *nueva oferta de generación*, bajo este marco las energías renovables también fueron ignoradas. “En definitiva, casi nada queda del sistema que buscaba fomentar (con razonable éxito) la competencia en el segmento de la generación de energía eléctrica. Hoy los generadores reciben el combustible de CAMMESA, así como una remuneración fija máxima que se asemeja a una tarifa correspondiente a un servicio público y el espacio para diferenciación competitiva entre esos agentes se ha reducido a su máxima expresión”<sup>7</sup>. La nueva regulación tampoco constituyó una señal suficiente para la inversión y desarrollo de la industria de energías renovables.

b) *BENEFICIOS PROMOCIONALES Y REGULACIÓN ANTECEDENTE A LA LEY 27191. LA LEY 25019.* — En este mismo período, hacia fines de 1998, se dictó la ley 25019, conocida como Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar<sup>8</sup>, que no sólo constituyó el primer antecedente que aplica beneficios de fomento a la

<sup>7</sup> LAHITOU y ELIASCHEV (2015) p. 380.

<sup>8</sup> La ley 25019 (1998) fue sancionada el 23 de septiembre de ese año, promulgada parcialmente el 19 de octubre por medio del decreto 1220/1998, y publicada en el Boletín Oficial el 26 de ese mes. Si bien el decreto de promulgación observó los arts. 3° y 5° de la ley, el Honorable Senado, en sesión del 11 de noviembre de 1998, consideró la insistencia de la Cámara de Diputados respecto a la observación parcial a los arts. 3° y 5°, insistiendo también en la propia, quedando así confirmados los citados artículos, según lo dispuesto en el art. 83 de la Constitución nacional.

energía eólica y solar, sino que continúa vigente (aunque con ciertas modificaciones).

Los beneficios promocionales previstos en esta ley son los siguientes:

a) Declara de *interés nacional* la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional.

b) Prevé que el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de la Nación, a través de la Secretaría de Energía, *promoverá la investigación y el uso* de energías no convencionales o renovables. El decreto reglamentario de esta ley 24051<sup>9</sup> establece a estos efectos la posibilidad de que la Secretaría de Energía celebre convenios y elabore programas o proyectos específicos.

c) Establece la posibilidad de que las inversiones de capital destinadas a la instalación de centrales y/o equipos eólicos o solares *difieran el pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA)* por 15 años a partir de la promulgación de la ley (19 de octubre de 1998), o sea, venciendo el 18 de octubre de 2013.

d) Prevé *estabilidad fiscal* por el mismo plazo, para toda actividad de generación eléctrica eólica y solar que vuelque su energía en los mercados mayoristas y/o que esté destinada a la prestación de servicios públicos. La propia ley aclara que el término *estabilidad fiscal* implica la imposibilidad de afectar al emprendimiento con una carga tributaria total mayor, como consecuencia de aumentos en las contribuciones impositivas y tasas, cualquiera fuera su denominación, en el ámbito nacional, o la creación de otras nuevas que las alcancen.

e) Prevé que la Secretaría de Energía de la Nación *propicie* que los distribuidores de energía compren<sup>10</sup> a los generadores de energía eléctrica de origen eólico el excedente de su generación con un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada.

f) Establece que el Consejo Federal de Energía *promueva la generación de energía eléctrica y solar*, pudiendo afectar para ello recursos del Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior, establecido por el artículo 70 del Marco Regulatorio Eléctrico<sup>11</sup>.

g) Como beneficio destacable, la ley 25019 fijó una *remuneración adicional* (mecanismo de fomento conocido como “Feed-in-Tariff” o *premio*) de

<sup>9</sup> Decreto 1597/1999 (B.O. 17/12/1999).

<sup>10</sup> En relación al término “comprende”, la versión de la ley 25019 publicada en el Boletín Oficial dice “comprenden”, aunque entendemos que ello configura un error de tipeo.

<sup>11</sup> Artículo 70 del Marco Regulatorio Eléctrico: “Sustitúyense los incisos e y g del artículo 30 y del artículo 31 de la ley 15336, por los siguientes: e) El Fondo Nacional de la Energía Eléctrica se constituirá por un recargo de treinta australes por kilovatio hora (A 30 Kw/h) sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado mayorista, es decir las empresas distribuidoras y los grandes usuarios, como asimismo por los reembolsos más sus intereses de los préstamos que se hagan con los recursos del Fondo. La Secretaría de Energía tendrá la facultad de modificar el monto del referido recargo, hasta un veinte por ciento (20 %) en más o en menos, de acuerdo a las variaciones económicas que se operen en la industria con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta ley.

10 \$/MWh<sup>12</sup> efectivamente generados por sistemas eólicos<sup>13</sup> que vuelquen su energía en los mercados mayoristas y/o estén destinados a la prestación de servicios públicos. Esta remuneración adicional *debía ser* pagada –adelantamos y aclaramos que ello no ocurrió– con el resultante del aumento de hasta 0,3 \$/MWh sobre el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica<sup>14</sup>, el que a su vez, conforme el artículo 70 del Marco Regulatorio Eléctrico (modificatorio de los artículos 30 y 31 de la ley 15336), se constituye a partir de un *recargo sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado mayorista*, es decir las empresas distribuidoras y los grandes usuarios<sup>15</sup>.

Finalmente, por aplicación de la ley 25957, tanto el Fondo como la remuneración se deben ajustar por un *coeficiente de adecuación trimestral* que resulta de considerar la facturación neta que efectúan los generadores por los *contratos a término y mercado spot* en el MEM correspondientes al trimestre inmediato anterior al de liquidación, dividido el total de la energía (en MWh) involucrada en esa facturación, y su comparación con el mismo cociente correspondiente al trimestre mayo/julio 2003 que se toma como base.

El decreto reglamentario de la ley 25019 prevé que la *remuneración adicional* debe ser pagada al beneficiario a partir de la puesta en servicio de cada una de las unidades generadoras<sup>16</sup>. También prevé que la Secretaría de Energía, como autoridad de aplicación, debe: “a) fijar el monto del gravamen mencionado en el artículo 70 de la ley 24065 para afrontar el pago de la remuneración del artículo 5° de la ley 25019, en función de las previsiones de variación de la generación de energía eléctrica de origen eólico con relación al año calendario inmediato anterior, y b) determinar la proporción de la recaudación global que será destinada al pago de la remuneración antes mencionada como resultado de lo establecido en el inciso precedente, afectando el excedente al Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas

---

“ . . . g) El Fondo será administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) y se destinará a: - El sesenta por ciento (60 %) para crear el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales, que asignará anualmente el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), distribuyéndolo entre las jurisdicciones provinciales que hayan adherido a los principios tarifarios contenidos en esta ley. - El cuarenta por ciento (40 %) restante para alimentar el Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior . . .”.

<sup>12</sup> El valor indicado fue posteriormente aumentado por ley 26190 a 15 \$/MWh, incluyendo asimismo esta última ley, como beneficiarios de la remuneración adicional, al resto de productores de energías renovables.

<sup>13</sup> Ver comentario en nota 10, supra.

<sup>14</sup> Este recargo de 0,3 \$/MWh es aumentado por un coeficiente trimestral aprobado por ley 25957, a cuya aplicación remite el artículo 14 de la ley 26190.

<sup>15</sup> El decreto 1398/1992, reglamentario del Marco Regulatorio Eléctrico, en su art. 70 caracteriza al MEM exclusivamente a los efectos de determinar el hecho imponible gravado, a “ . . . toda operación de compra de energía eléctrica en bloque, que, ya sea dentro del territorio de la República Argentina o como resultado de una importación, realicen los grandes usuarios y los distribuidores, que contraten directamente con un generador y/o a través de un Sistema de Interconexión Regional o del Sistema Argentino de Interconexión”.

<sup>16</sup> Decreto 1597/1999, artículo 5.4.



a Usuarios Finales y al Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior, conforme a los porcentajes establecidos en el artículo 70 de la ley 24065”.

¿Qué sucedió –y sucede– en la práctica con este mecanismo de fomento, su cálculo, cobro a la demanda, y pago a beneficiarios?

*Por un lado*, la Secretaría de Energía no solo cumplió su mandato legal y modificó el recargo establecido en el artículo 70 del Marco Regulatorio Eléctrico, sino que también procedió periódicamente –al menos hasta 2005– a calcular y reajustar el mismo en base al *coeficiente de adecuación trimestral* ordenado por la ley 26190, la que remite al respecto a la ley 25957. La resolución respectiva vigente a la fecha de esta publicación es la resolución 1872/2005 de la Secretaría de Energía<sup>17</sup>, que establece:

“Art. 2°. — Establécese el valor total del gravamen creado por el artículo 30 de la ley 15336, modificado por el artículo 70 de la ley 24065, el artículo 5° de la ley 25019, el artículo 74 de la ley 25401 y el artículo 1° de la ley 25957, fijando el mismo en (. . .) 0,0054686 \$/kWh, para la facturación que se emita a partir del 1° de noviembre de 2005.

“Art. 3°. — Mantener, dentro de lo dispuesto en el artículo precedente y a partir de la misma oportunidad a que hace referencia el mismo, el valor establecido en el artículo 2° de la resolución de la Secretaría de Energía y Minería n° 333 del 30 de octubre de 2001, con destino a solventar la remuneración establecida en el artículo 5° de la ley 25019, en (. . .) 0,0000384 \$/kwh, hasta tanto esta Secretaría de Energía proceda a fijar el monto anual del gravamen correspondiente.

“Art. 4°. — Establecer que, de la recaudación total del Fondo Nacional de Energía Eléctrica (FNEE) que resulte de la facturación que se emita conforme lo establecido en el artículo 2° de la presente resolución, las proporciones en que habrá de distribuirse el monto efectivamente recaudado para constituir las sumas que deben afectarse a cada uno de los fondos específicos, serán las siguientes: a) (. . .) 0,7 % de la recaudación total . . . concurrirá a efectos de identificar la suma que deberá asignarse al pago de la remuneración establecida en el artículo 5° de la ley 25019. b) La suma equivalente (. . .) 19,86 % de la recaudación total . . . será destinada al Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (. . .). c) El monto resultante de aplicar el 79,44 % sobre la recaudación global (. . .) se destinará al Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales y al Fondo para Desarrollo Eléctrico del Interior, distribuyendo dicho monto en la proporción establecida en el artículo 70 de la ley 24065”.

O sea, conforme el juego de las normas citadas, el recargo total del Fondo Nacional de Energía Eléctrica que afronta la demanda es de 0,0054686 \$/kWh (o 5,4686 \$/MWh), debiendo imputarse el 0,7 % de la recaudación total

<sup>17</sup> Otras resoluciones antecedentes son las resoluciones 657/1999, 136/2000, 333/2001 de la Secretaría de Energía y Minería y las resoluciones 1061/2005 y 905/2005 de la Secretaría de Energía.

a la remuneración adicional –*Feed-in-Tariff*– prevista en el artículo 5° de la ley 25019.

*Luego*, a partir de esta reglamentación, los *usuarios obligados*<sup>18</sup> *efectivamente pagan este recargo*, ya sea como un cargo adicional que es incluido en las facturas por el servicio de distribución, ya sea como un cargo que pagan a CAMMESA los grandes usuarios que comercializan su energía a través de tal empresa.

Sin embargo, finalmente, los pagos efectivamente realizados por la demanda bajo este concepto no fueron luego trasladados como remuneración adicional a los sujetos definidos por la ley como beneficiarios de esta remuneración adicional, ni derivaron al Fondo Fiduciario de Energías Renovables creado posteriormente por ley 26190.

§ 2. LA RECIENTE REGULACIÓN. EXPANSIÓN DE LA OFERTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA. MECANISMOS PROMOCIONALES Y REGULATORIOS ESPECIALES PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES

Frente a los efectos negativos de la crisis energética que se observó en la década pasada, el Gobierno Nacional dejó de lado los lineamientos de *libre mercado* y *libre competencia* concebidos bajo el Marco Regulatorio Eléctrico (y, recordemos, aún vigentes en su redacción), y dispuso hacia mediados de tal década ciertas medidas regulatorias tendientes a incentivar la inversión en generación de energía eléctrica, que podrían, al menos en lo teórico, resultar aplicables a las energías renovables. Entre las principales medidas regulatorias podemos citar el denominado *Programa Energía Plus*, aprobado por resolución 1281/2006 de la Secretaría de Energía<sup>19</sup>, la creación de los *contratos de abastecimiento*<sup>20</sup> aprobados por resolución 220/2007 y la

<sup>18</sup> Ver nota 13, *supra*.

<sup>19</sup> Mediante este programa, los grandes usuarios del MEM y los grandes usuarios de las distribuidoras (con demanda superior a 300 kW en ambos casos), están autorizados a garantizarse el suministro de energía hasta su “demanda base” (igual a su demanda verificada en 2005) suscribiendo contratos a término, y deben satisfacer cualquier demanda que exceda tal demanda base con el servicio de Energía Plus. Este servicio se brinda a precios de mercado, no regulados, y consiste en la oferta de disponibilidad de generación adicional por parte de nuevos generadores y/o agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que no sean agentes del MEM o que, al 5 de septiembre de 2006, no estén interconectados al MEM. Los precios pactados deben estar compuestos por los costos asociados (que deben ser validados por CAMMESA) y un margen de utilidad determinado por la Secretaría de Energía, *ad referendum* de la aprobación del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

<sup>20</sup> Los contratos de abastecimiento son contratos a 10 años, para ser firmados por parte de generadores, cogeneradores o autogeneradores que no sean agentes del MEM o no cuenten con las instalaciones de generación a comprometer en estas ofertas habilitadas comercialmente, o que a dicha fecha no estén interconectados al MEM. Los proyectos encuadrables en esta normativa deben contar con la participación del Gobierno Nacional, de EnArSA o de quien determine el Ministerio de Planificación Federal. Se prevé una remuneración mensual, calculada

figura del *Autogenerador Distribuido*, aprobado por resolución 269/2008 de la Secretaría de Energía<sup>21</sup>.

Estas medidas tampoco resultaron exitosas en lo que hace a la industria de energías renovables. Claramente esta industria requiere institutos regulatorios propios que recepten sus necesidades y sus particularidades económicas, técnicas y políticas, superando las *barreras* propias de la industria. Explica ROTAECHE que las barreras u obstáculos se podrían clasificar en “1. Tecno económicos. Son los costos de cada tecnología de ERNC. Ellos se componen por un lado de los costos del mercado (. . .) y por otra parte de las externalidades mencionadas (. . .). 2. No económicos: son aquellos que por su sola acción impiden el desarrollo o la instalación de ERNC, por altas que sean las tarifas que se decida pagar, o porque pueden provocar aumentos desmedidos o distorsiones importantes en los precios”<sup>22</sup>. A su vez, el mismo autor diferencia a los obstáculos *no económicos* en obstáculos regulatorios y de políticas aleatorias (mal diseño de políticas públicas), obstáculos institucionales y administrativos (ausencia de instituciones públicas responsables de la aplicación de políticas), obstáculos de mercado (estructura de precios inconsistentes), financieros, de infraestructura (red eléctrica), falta de toma de conciencia y de personal calificado, externalidades ambientales negativas y de aceptación pública de las energías renovables.

Así, el Estado Nacional comenzó a tomar medidas directamente aplicables al régimen de energías renovables tratando de superar tales *barreras* y ante la necesidad concreta de promover su desarrollo como herramienta para contribuir a superar tal crisis.

Bajo tal parámetro, entre otras medidas, *i*) dictó la ley 26190<sup>23</sup> (promulgada de hecho el 27 de diciembre de 2006), que aprobó el “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinadas a la Producción de Energía Eléctrica”; *ii*) aprobó, mediante resolución 712/2009 de la Secretaría de Energía, los contratos de abastecimiento destinados específicamente a la compraventa de energía proveniente de fuentes renovables y, a la vez, reglamentó los aspectos de despacho y operación de la generación de energía eléctrica de fuente renovable; *iii*) convocó en abril de 2009, a través de la empresa estatal Energía Argentina S.A. (EnArSA), a un proceso licitatorio

---

sobre la base de una anualidad sobre los costos de instalación y otros costos fijos, más los costos variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido, más una adecuada rentabilidad para el inversor, la cual deberá ser aceptada por la Secretaría de Energía y aprobada por el Ministerio citado.

<sup>21</sup> La figura del Autogenerador Distribuido define a un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad de que los puntos de consumo y generación se vinculan al SADI en diferentes nodos de conexión. El Autogenerador Distribuido deberá tener dos o más puntos de intercambio con el SADI, correspondientes a sus puntos de generación, consumo, o ambos, todos ellos asociados a la misma empresa. De esta manera, las empresas deben comprar (o pueden vender) la diferencia entre la energía generada y la efectivamente consumida.

<sup>22</sup> ROTAECHE (2014) pp. 59 y ss.

<sup>23</sup> B.O. 2/1/2007.

para ofertas de provisión de energía eléctrica de fuentes renovables, conocido como GENREN, y *iv*) finalmente, ya en 2011, mediante resolución 108 de la Secretaría de Energía, aprobó los contratos de abastecimiento de energías renovables a ser celebrados directamente entre CAMMESA y agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores de fuentes renovable.

Dado que el objetivo de este artículo es finalmente el análisis de la ley 27191, haremos a continuación solo un breve análisis de estos contratos de abastecimiento, de los aspectos regulatorios de despacho de generación de fuente renovable y finalmente nos detendremos en el análisis de la ley 26190, antecedente inmediato de la ley 27191:

a) *Contratos de abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables*: Conforme la resolución 712/2009 de la Secretaría de Energía, se prevé la realización de contratos de abastecimiento de energía entre el MEM y EnArSA, relacionados con nuevas ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada. Estos contratos de abastecimiento pueden ser de potencia o de energía y deben ser firmados entre EnArSA y el MEM (a través de CAMMESA), específicamente para suministrar energía proveniente de fuentes renovables. Bajo estos contratos de abastecimiento, los proveedores de energía son subcontratados por EnArSA y no resultan agentes del MEM (siendo CAMMESA la que asume este rol). El plazo mínimo contractual es de 15 años, con la posibilidad de prórroga de 18 meses. Los precios contractuales son fijados en dólares y son calculados sobre la base de los costos de instalación, operación y mantenimiento. Se prevé también que CAMMESA abone mensualmente un cargo adicional de hasta 10 % de la retribución pactada, a los fines de garantizar, a través de la conformación de un Fondo de Garantía de Pago, hasta un 20 % de las obligaciones de pago futuras. Esta resolución constituyó la base legal de aprobación de los contratos de compraventa de energía suscriptos bajo el programa GENREN.

b) *Despacho de energía de fuente renovable*: La misma resolución 71/2009 reglamentó, entre otros muchos aspectos generales –autorización de ingreso al MEM, régimen de información, acceso a la capacidad de transporte, cuestiones comerciales, entre otros– los Anexos 39 y 40 de los “Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”<sup>24</sup>, aquellos aspectos técnicos específicos de despacho y operación de la generación de energía eléctrica de fuente renovable.

Sumariamente, el Anexo 39 se aplica a aquella generación de fuente renovable (excluida la generación hidráulica y la eólica, tratada en especial en el Anexo 40) y que tenga una potencia nominal igual o mayor a 0.5 MW como requisito de ingreso al MEM. Prevé que este tipo de generación sea tratada como generación hidráulica de pasada, en lo que resulte aplicable. Para el caso de los biocombustibles incluidos en el régimen de la ley 26093, será despachada considerando un Costo Variable de Producción (CVP) de

<sup>24</sup> Conocidos como “Los Procedimientos” y aprobados por resolución 61/92 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica.

combustible, a ser determinado sobre la base del consumo específico neto de la unidad generadora y el Precio de Referencia del Fuel Oil en el nodo de vinculación de dicha máquina vigente en cada momento en el MEM, o el Costo Variable de Producción del combustible declarado por el generador, si este último fuere menor.

En cuanto al Anexo 40, se refiere exclusivamente al tratamiento de la energía eólica, la que debe tener una potencia nominal igual o mayor a 1 MW para su ingreso al MEM, y, en lo que es regulado específicamente, debe ser tratada como generación hidráulica de pasada en lo que resulte aplicable. A los efectos de las perturbaciones del sistema eléctrico, se definen dos tipos de granja, Tipo A y Tipo B, siendo las primeras las de mayor valor de relación entre su potencia instalada y la potencia de cortocircuito del punto de conexión a la red. Prevé también determinadas variaciones de tensión en función de la tensión de las redes de transmisión y la obligación de cumplir con la Norma IEC 61400-21 en lo que respecta a armónicas y flickers.

c) *Licitación GENREN*: Como medida proactiva para impulsar el desarrollo de las energías renovables, el Estado Nacional utilizó un sistema regulatorio inédito en nuestro país para las energías renovables: el sistema de licitaciones<sup>25</sup>. Mediante el proceso licitatorio “Licitación Pública Nacional e Internacional EE N° 001/2009, Ofertas de Provisión de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables”, se habilitó a EnArSA a licitar y comprar energía eléctrica de fuentes renovables por nuevos emprendimientos privados<sup>26</sup>, con pagos garantizados mediante un aval del Tesoro Nacional de hasta 2.000 millones de dólares a favor de EnArSA. Conforme se explica en los fundamentos del proyecto que resultara en la ley 27191, presentados en el Congreso de la Nación por el senador Marcelo Guinle, se suscribieron contratos por un total de 895 MW: proyectos eólicos por un total de 754 MW (de los cuales 580 MW se desarrollan en la provincia de Chubut, 75 MW en la provincia de Santa Cruz y 99 MW en la provincia de Buenos Aires); proyectos solares fotovoltaicos por un total de 20 MW (todos en la provincia de San Juan); proyectos térmicos con biocombustible por 110,4 MW y mini-hidráulicos por 10,6 MW. También surge de los mismos fundamentos, respecto de los proyectos eólicos y solares, que los primeros instalados en el marco de este programa han sido Rawson I y II, que suman 77,4 MW, y Loma

<sup>25</sup> LANARDONNE (2012) en p. 56 explica que “En un sistema de licitaciones se licitan contratos de compra de energía eléctrica a largo plazo (*“power purchase agreements”* o “PPA”) donde los generadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables ofrecen como vendedores un volumen de potencia determinada y un precio, y el comprador es la empresa estatal de energía, o los usuarios regulados que deben asistir a la regulación”.

<sup>26</sup> Conforme se especifica en la página web de EnArSA (<http://www.enarsa.com.ar/es/licitaciones>), el objeto de esta licitación es la “Provisión de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, el cual incluirá la provisión, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de centrales nuevas que operen con recursos eólicos, solares, geotérmicos, biomásicos, biogas, residuos sólidos urbanos, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y/o biocombustibles, para ser instaladas en los sistemas vinculados a la red del SADI, por un plazo de quince (15) años”.

Blanca IV, con 51 MW, proyectos eólicos ubicados todos ellos en la provincia de Chubut; Cañada Honda I, II y Chimbera I, con 7 MW de energía solar fotovoltaica en conjunto, ubicados en la provincia de San Juan. Termina explicando el informe de los fundamentos que “El resto de los proyectos aún 4 años después de lanzado el programa no se encuentran operativos, aunque alguno de ellos pueda presentar algún grado de avance en la estructuración financiera y/o de obra”.

Luego de la primera licitación, EnArSA convocó a una serie de licitaciones con similar objeto y diversificando las fuentes<sup>27</sup>, siendo también el resultado insatisfactorio, ya que las distintas centrales de fuente renovable licitadas no fueron finalmente adjudicadas, instaladas y puestas en operación.

d) *Contratos de abastecimiento MEM a partir de fuentes renovables directamente con CAMMESA*: Este tipo de contratos está regulado por resolución 108/2011 de la Secretaría de Energía<sup>28</sup>. Se aplican específicamente para generadores, cogeneradores o autogeneradores de cualquier fuente renovable de energía que pueda ser considerada tal por parte de la Autoridad de Aplicación, quienes pueden celebrar contratos de abastecimiento directamente con CAMMESA (sin necesidad de la “intermediación” de EnArSA, como en el caso anterior). Sólo son autorizados a celebrar estos contratos de abastecimiento los nuevos proyectos o empresas que no hayan estado operando como miembros del MEM a la fecha de vigencia de la resolución.

Los principales puntos de estos contratos son: prevén un plazo máximo contractual de 15 años, con la posibilidad de extensión por 18 meses; el precio es en dólares, basado en costos (costos fijos y variables, y costos de financiación) aceptados por la Secretaría de Energía; los excesos sobre la energía contratada pueden ser vendidos en el Mercado Spot; el precio contractual puede ser ajustado en función de la existencia de cambios sustanciales de los costos declarados y en caso de cambios en los impuestos nacionales o provinciales.

Explica el Informe de Fundamentos del proyecto de ley 27191 que “. . . a tres años y medio de publicada esta resolución, sólo 31,8 MW de potencia se han instalado (Parque Eólico Necochea –0,3 MW– en la Provincia de Buenos Aires, Parque Eólico Arauco –25,2 MW– en la Provincia de La Rioja y Parque Eólico Diadema –6,3 MW– en la Provincia de Chubut)”, lo que da cuenta del poco éxito logrado a través de esta herramienta regulatoria.

<sup>27</sup> Licitación N° 1/2010 para la “provisión, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de centrales nuevas que operen con biogas”; Licitación N° 2/2010 para la “provisión, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de centrales nuevas que operen con residuos sólidos urbanos”; Licitación N° 3/2010, para la “provisión, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de centrales nuevas que operen con recursos geotérmicos”; Licitación N° 4/2010 para la “provisión, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de centrales nuevas que operen con recurso solar térmico”; Licitación N° 5/2010, “provisión, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de centrales nuevas que operen con recursos biomásicos”, entre otras, publicadas en la página web de EnArSA.

<sup>28</sup> A la fecha de confección de este artículo, esta resolución estaba suspendida de hecho por las autoridades.

§ 3. EL ANTECEDENTE INMEDIATO DE LA LEY 27191:  
LA LEY 26190

Tal como hemos visto hasta ahora, las herramientas regulatorias propiamente dichas, concebidas bajo el Marco Regulatorio Eléctrico, en especial al momento de comenzar su vigencia, no resultaron suficientes para impulsar el desarrollo de la generación de energía eléctrica en base a fuentes renovables. Tampoco resultaron herramientas eficaces otras normas específicas –aún vigentes– dictadas desde mediados de la década pasada y aplicables a las energías renovables.

El antecedente inmediato de la ley 27191 lo constituye la ley 26190 (2007), la que aprobó el “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinadas a la Producción de Energía Eléctrica”<sup>29</sup>.

Como puntos sustanciales, la ley 26190 incluyó dentro de su ámbito de aplicación a los distintos tipos de energías de fuente renovables no fósiles (expresamente menciona a la energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás destinado a la producción de electricidad y centrales hidroeléctricas de hasta 30 MW) y estableció como objetivo (aunque no como obligación) lograr una contribución de energías renovables hasta alcanzar el 8 % del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de 10 años a contar desde la vigencia de la ley.

La ley 26190 creó un Régimen de Inversión para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovable.

Los beneficiarios del Régimen de Inversión son los titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas, cuya producción esté destinada al MEM o a la prestación de servicios públicos.

El Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, a través de la Secretaría de Energía, resultaba ser la autoridad de aplicación para todas las cuestiones que no sean de naturaleza tributaria o fiscal, mientras que estos temas quedaban sometidos al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Los beneficios promocionales bajo la ley 26190, vigentes durante diez años<sup>30</sup> a partir de la aprobación del proyecto respectivo, son:

a) Declara de *interés nacional* la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovable con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

<sup>29</sup> La ley 26190, complementaria de la 25019, fue reglamentada por el decreto 562/2009 (B.O. 15/5/2009), o sea, casi dos años y medio después de su entrada en vigencia. Este decreto fue recientemente derogado por el decreto 531/2016.

<sup>30</sup> Plazo previsto en el texto original del artículo 2° de la ley 26190, luego prorrogado por ley 27191 hasta el 31 de diciembre de 2017.

- b) Prevé que el Poder Ejecutivo *instrumente las siguientes políticas*:
- i) Elabore un Programa Federal para el Desarrollo de las Energías Renovables;
  - ii) Coordine con universidades e institutos de investigación el desarrollo de tecnologías aplicables al aprovechamiento de fuentes de energías renovables;
  - iii) Apoye la investigación, la fabricación nacional de equipos, el fortalecimiento del mercado y aplicaciones a nivel masivo de las energías renovables;
  - iv) Celebre acuerdos de cooperación internacional;
  - v) Defina acciones de difusión;
  - vi) Promueva la capacitación y formación de recursos humanos.
- c) Prevé la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado o alternativamente,
- d) la amortización acelerada de los bienes u obras de infraestructura, en relación al impuesto a las ganancias.
  - e) Los proyectos aprobados no integran la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta.
  - f) La ley creó el *Fondo Fiduciario de Energías Renovables*, el que está conformado por el recargo de hasta 0,3 \$/MWh previsto en la ley 25019 como cargo a la demanda (grandes usuarios), según lo explicado en § 1, b. La reglamentación prevé que el Consejo Federal de la Energía Eléctrica, en su condición de administrador del Fondo Fiduciario de Energías Renovables, debía diferenciar en subcuentas los recursos a asignar para el pago de la remuneración adicional.

En relación con esta remuneración adicional, la ley 26190 aumentó los valores para energía eólica bajo la ley 25019, pasando de 10 \$/MWh a 15 \$/MWh, incluyendo además como beneficiarios a los sistemas geotérmicos, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de planta de depuración, biogás e hidroeléctrico de hasta 30 MW, que vuelquen su energía en el MEM o estén destinados a la prestación de servicios públicos. Asimismo, fijó en 900 \$/MWh la remuneración adicional para el caso de generación solar fotovoltaica. Estos valores continúan vigentes.

La ley prevé que el valor del Fondo como la remuneración establecida se ajusten por el *coeficiente de adecuación trimestral* previsto en la ley 25957, conforme lo explicado<sup>31</sup>.

Los beneficiarios gozarán de esta remuneración adicional por un período de 15 años, a contarse a partir de la solicitud de inicio del período de beneficio. En el caso de los equipos instalados correspondientes a generadores eólicos y generadores fotovoltaicos solares, dicho período se contará, conforme la ley 26190, a partir de la efectiva fecha de instalación.

Bajo la ley 26190 se debe dar prioridad a los emprendimientos que favorezcan la creación de empleo y a los que se integren en su totalidad con bienes

<sup>31</sup> Ver § 1, b.



de capital de origen nacional. La autoridad de aplicación puede autorizar la integración de bienes de capital de origen extranjero cuando se acredite fehacientemente que no existe oferta tecnológica competitiva a nivel nacional.

Sin embargo, tal como sucedió con su antecesora ley 25019, los institutos regulatorios y promocionales establecidos en esta ley no llegaron tampoco a impulsar la industria de energías renovables. El Fondo Fiduciario de Energía Renovables no fue conformado, incluso pese a haberse aumentado los valores originales de los recargos que paga la demanda y deben fondear este Fondo Fiduciario. El beneficio de esta remuneración adicional a los proyectos de energías renovables resultó entonces de nula aplicación, ya que los montos pagados por la demanda no fueron derivados a tal fondo fiduciario (que es inexistente) ni a los proyectos.

Tampoco el Estado impulsó las políticas de desarrollo previstas en la ley 26190, incluso demorando dos años y medio su reglamentación cuando el artículo 16 preveía un plazo de 90 días para ello.

#### § 4. LEY 27191. MODIFICACIONES A LA LEY 26190, RÉGIMEN DE FOMENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

a) *CONSIDERACIONES GENERALES.* — En el marco descripto, la ley 27191 se convierte, desde el punto de vista legal, en una nueva herramienta para impulsar el desarrollo de las energías renovables. Ofrece nuevos beneficios fiscales, metas obligatorias, y esquemas regulatorios que, sujeto a la reglamentación que debe necesariamente emitirse aún<sup>32</sup> y a la decisión política de llevar adelante la nueva normativa, puede generar resultados positivos. La reglamentación y decisión política señaladas no deberían dejar de lado los otros beneficios fiscales, institutos regulatorios, regímenes de fomento y promoción, que, aun estando vigentes, no tuvieron en la práctica una aplicación concreta.

En términos generales, la ley 27191 no solo modifica y complementa el régimen de fomento previsto en la ley 26190, sino que amplía los beneficios promocionales y crea nuevos institutos regulatorios. En última instancia, partiendo de las debilidades que presentó la normativa que antecedió a esta ley, se busca como único fin diversificar la matriz energética y disminuir los costos de generación y la dependencia de combustibles fósiles de origen importado, con su consecuente impacto en la balanza de divisas<sup>33</sup>.

Con ese horizonte, la ley 27191 busca en primer lugar concretar la participación del 8 % sobre el consumo de energía eléctrica nacional a partir de fuentes renovables, prorrogando la fecha objetivo de diciembre de 2016 prevista en la ley 26190 hasta el 31 de diciembre de 2017.

<sup>32</sup> A la fecha de preparación de este artículo, solamente había sido emitido el decreto reglamentario 531/2016.

<sup>33</sup> Conforme se explica en el informe de Fundamentos presentado con el proyecto de ley.

A la vez, establece una Segunda Etapa, que tiene como meta lograr una contribución de fuentes renovables del 20 % sobre el consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025.

Los beneficios fiscales o institutos regulatorios se aplicarán en forma diferenciada en cada etapa, conforme se explicará a continuación. Salvo que se establezca un plazo menor, la vigencia de los beneficios “acompaña” a los proyectos desde su comienzo (fecha de aprobación del proyecto) hasta su finalización.

La ley 27191 amplía el elenco de fuentes renovables potenciales beneficiarias del régimen de fomento, adicionando a las ya nombradas por la ley 26190 (eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica hasta 30 MW, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás) a la fuente undimotriz, corrientes marinas, hidráulica hasta 50 MW y biocombustibles. El decreto reglamentario 531/2016<sup>34</sup> aclara que los tipos de energías renovables beneficiarias del Régimen de Fomento quedaron limitados solamente a los que nombra la ley, con lo que otras tecnologías distintas a estas –por ejemplo, Residuos Sólidos Urbanos–, deberán ser aprobadas por la Autoridad de Aplicación para resultar beneficiarias del Régimen de Fomento, lo que resulta una barrera para el desarrollo de estas tecnologías no incluidas como potenciales beneficiarias del Régimen de Fomento.

De la misma forma, si bien la ley aumenta de 30 MW a 50 MW el límite de potencia para que los proyectos hidroeléctricos encuadren en la definición de Fuentes de Energía Renovable y sean pasibles de obtener los beneficios del régimen de fomento, dicho límite desplazaría a proyectos de potencia superior, los que también podrían beneficiarse y a la vez, contribuir a cumplir con las metas de participación de las energías renovables en la matriz energética.

El Ministerio de Energía y Minería será autoridad de aplicación de cuestiones regulatorias, mientras que en cuestiones de índole tributaria dicha función la ejercerá el Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, el que, entre otras funciones, deberá determinar el cupo máximo anual a prever en el Presupuesto Nacional disponible para otorgar los beneficios promocionales del Régimen de Fomento.

Serán beneficiarios del Régimen de Fomento aquellos a quienes la autoridad de aplicación les haya otorgado un Certificado de Inclusión, aprobando su proyecto. Sin embargo, el decreto 531/2016 excluye a quienes, sobre el mismo proyecto, hayan celebrado contratos bajo las resoluciones ex Secretaría de Energía 220/2007, 712/2009 y 108/2011, salvo que el proyecto no haya comenzado a ser construido y el contrato sea dejado sin efecto. El decreto 531/2016 no establece el orden de mérito específico para adjudicar proyectos y asignar el cupo fiscal, cuando éste sea insuficiente, lo que queda entonces sujeto a reglamentación.

La reglamentación del artículo 9° permite la obtención de los beneficios promocionales aún antes de que el proyecto tenga principio de ejecución

<sup>34</sup> Ver la reglamentación del artículo 4°.

(como lo prevé la ley 27191 en ese artículo). Ello deberá ser aprobado por la autoridad de aplicación y deberá constituirse una garantía equivalente al 100 % del cupo fiscal asignado.

b) *BENEFICIOS FISCALES*. — Enumeramos a continuación los beneficios fiscales incluidos en la ley 27191, realizando un análisis comparativo con la anterior ley 26190 y comentando los aspectos destacables.

1) *Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado, amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias y Base Imponible del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta*: Se mantienen en lo sustancial estos beneficios fiscales ya previstos en la ley 26190, con algunas precisiones y modificaciones.

Respecto del Impuesto al Valor Agregado y el Impuesto a las Ganancias, remite como norma de aplicación a la ley 26360 –que regula un régimen transitorio para el tratamiento fiscal de inversiones en bienes de capital nuevos–, previendo que mantendrá su vigencia hasta la extinción del régimen de fomento.

La ley 27191 prevé que este tratamiento fiscal se aplicará a la ejecución de obras de infraestructura, incluyendo los bienes de capital, obras civiles, electromecánicas y de montaje y otros servicios vinculados que integren la nueva planta de generación o se integren a las plantas existentes y conformen un conjunto inescindible en lo atinente a su aptitud funcional para la producción de energía eléctrica a partir de las fuentes renovables.

A los efectos de poder gozar de estos beneficios, el proyecto debe estar aprobado por la autoridad de aplicación y tener principio efectivo de ejecución antes del 31 de diciembre de 2017. Conforme el artículo reformado, se entenderá que existe principio efectivo de ejecución cuando se hayan realizado erogaciones de fondos asociados al proyecto por un monto no inferior al 15 % de la inversión total prevista antes de la fecha indicada precedentemente. La acreditación del principio efectivo de ejecución del proyecto se efectuará mediante declaración jurada presentada ante la autoridad de aplicación, en las condiciones que establezca la reglamentación.

Asimismo, en forma contraria a lo establecido bajo la ley 26190 y su decreto reglamentario<sup>35</sup>, los beneficios impositivos de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado y de amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias no son excluyentes entre sí, permitiéndose a los beneficiarios acceder en forma simultánea a ambos.

En relación al IVA por compra, fabricación, elaboración, o importación de bienes de capital, nuevos en todos los casos, o la realización de obras de infraestructura, que les hubiera sido facturado a los responsables del gravamen luego de transcurrido un período fiscal contado a partir del período en que se hubieran hecho las inversiones, tales montos les serán acreditados contra otros impuestos recaudados por AFIP o en las condiciones que establezca la AFIP.

<sup>35</sup> Ver artículo 9°, inc. a del decreto 562/2009.

El decreto reglamentario prevé líneas de crédito especiales de corto plazo y tasa diferencial del Banco de la Nación Argentina para cancelar el IVA devengado durante la ejecución del proyecto, cuya operatividad no está aún reglamentada.

Los beneficiarios del Régimen de Fomento podrán optar por la amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias a partir del período fiscal de habilitación del bien, o conforme al régimen establecido en el artículo 9º, apartado 1.4. de la ley 26190, modificada por la ley 27191, o sea: *i*) en bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período, como mínimo en dos o tres cuotas anuales, iguales y consecutivas (dependiendo de si la inversión es hecha antes del 31 de diciembre de 2016 o de 2017, respectivamente) y *ii*) en obras de infraestructura iniciadas en dicho período, como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al 50 % o 60 % de la estimada (dependiendo de si la inversión es hecha antes del 31 de diciembre de 2016 o de 2017, respectivamente).

El tratamiento especial previsto en el presente apartado queda sujeto a la condición de que los bienes adquiridos permanezcan en el patrimonio del titular del proyecto de que se trate durante tres años contados a partir de la fecha de habilitación del bien, entendiéndose por tal aquella a partir de la cual se encuentra ejecutado el proyecto y en etapa de producción o funcionamiento, una vez finalizado el período de pruebas y puesta a punto.

En relación con la base imponible del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, se mantiene el beneficio previsto en la ley 26190, que consiste en que los bienes afectados a las actividades promovidas no integran la base de imposición de este impuesto. A diferencia de lo previsto en la ley 26190, este beneficio se extiende hasta el octavo ejercicio inclusive desde la fecha de puesta en marcha del proyecto. Explican los fundamentos de la ley que ese nuevo plazo es necesario para configurar un beneficio real en proyectos de esta naturaleza, cubriendo el período normal de repago de la inversión. El decreto reglamentario dispone que están beneficiados los bienes ingresados al patrimonio del titular del proyecto con posterioridad a la fecha de su aprobación.

*b) Compensación de quebrantos con ganancias:* La ley 27191 extiende a 10 años la compensación de quebrantos con el Impuesto a las Ganancias.

*c) Deducción de la carga financiera del pasivo financiero:* En los casos de disolución de la sociedad por pérdida del capital social y reducción obligatoria del capital social cuando las pérdidas insumen las reservas y el 50 % del capital, podrán deducirse de las pérdidas de la sociedad los intereses y las diferencias de cambio originadas por la financiación del proyecto promovido.

*d) Exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades:* La ley 27191 exime de la aplicación del Impuesto a las Ganancias a la alícuota del 10 % a la distribución de dividendos o utilidades distribuidas (ley 26893) por titulares de proyectos de inversión beneficiarios del régimen de la ley 27191, en la medida que estos sean reinvertidos en nuevos proyectos de infraestructura en el país. En cuanto al alcance de los “*nuevos proyectos*”

*de infraestructura en el país*”, los fundamentos del proyecto de ley aclaran que los proyectos de infraestructura referidos no necesariamente deben ser proyectos energéticos, ampliando de esta manera el espectro de obras de infraestructura a las cuales se les aplica el beneficio.

e) *Certificado fiscal*: Los beneficiarios que acrediten en sus proyectos un 60 % de componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida obra civil, o el porcentaje menor –pero nunca menor al 30 %– en la medida que acrediten la inexistencia de producción nacional, tendrán derecho a recibir un certificado fiscal por un valor equivalente al 20 % del componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida obra civil, para ser aplicado al pago de impuestos nacionales. Este certificado será nominativo y transferible a terceros por una única vez.

La reglamentación permite el otorgamiento del Certificado Fiscal aún antes de la entrada en operación del proyecto (contra garantía del 100 % del valor del Certificado Fiscal), lo que flexibiliza los términos de la ley y permite entonces aplicarlo en la etapa de construcción de gran impacto financiero en este tipo de proyectos. El Certificado Fiscal no se podrá ceder si existiere deuda líquida exigible con la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP).

f) *Estabilidad fiscal*: Los beneficiarios podrán trasladar al precio de los contratos de abastecimiento de fuente renovable los mayores costos derivados de incrementos de impuestos, tasas, contribuciones, o cargos nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad de Buenos Aires, producidos con posterioridad a la celebración de dichos acuerdos. Es de destacar al respecto que en relación a los contratos entre privados, las partes contratantes deberán pactar el tratamiento contractual por otorgar a tales incrementos fiscales, bajo el principio de *autonomía de la voluntad* de las partes, conforme se explica en los fundamentos de la ley.

Por el contrario, en los contratos celebrados por CAMMESA o por el ente designado por la Autoridad de Aplicación, el generador tendrá derecho a solicitar el reconocimiento de un nuevo precio de la energía suministrada cuando se produzcan incrementos en impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. De esta manera, se reconoce estabilidad tributaria a la inversión realizada exclusivamente en este tipo de contratos.

g) *Exención de derechos de importación*: Los beneficiarios estarán exentos, hasta el 31 de diciembre de 2017, de derechos de importación y de todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa de estadística, con la exclusión de las demás tasas retributivas de servicios, por la introducción de bienes de capital, equipos especiales, partes o elementos componentes de dichos bienes, nuevos en todos los casos, y los insumos que determine la Autoridad de Aplicación, que sean *necesarios para la ejecución del proyecto de inversión*. Las exenciones se extienden a los repuestos y accesorios nuevos para garantizar la puesta en marcha y desenvolvimiento de la actividad.

También la ley 27191 incluye como exentos de tales derechos o gravámenes, a la importación de bienes de capital, partes, componentes e insumos

*destinados a producción de equipamiento* de generación eléctrica de fuente renovable y a bienes intermedios en la cadena de valor de *fabricación de equipamiento* de generación eléctrica de fuente renovable, siempre que se acredite que no existe producción nacional de los bienes a importar.

Claramente, de esta forma la ley 27191 tiende a otorgar una exención omnicomprendensiva sobre estos derechos de importación, ya que incluye *i)* a todo gravamen *ii)* sobre bienes de capital, equipos especiales, partes, elementos, repuestos, accesorios, *iii)* destinados a la ejecución del proyecto de inversión y aplicables a los beneficiarios de los mismos, o *iv)* destinados a la producción o fabricación sobre tales bienes. Nuevamente, una interpretación razonable impone que, para resultar beneficiario de la exención, el equipamiento de energía eléctrica de fuente renovable sea destinado específicamente a algún proyecto en particular.

Por otro lado, este beneficio solo se mantiene hasta el 31 de diciembre de 2017, y no hasta, por ejemplo, la finalización de la segunda etapa en diciembre de 2025. Ello implica que se ha dado una señal económica en búsqueda de una rápida ejecución de los proyectos, en el corto plazo.

Finalmente, debe analizarse también el impacto que esta exención –del orden del 18 %– en la adquisición de bienes e insumos importados, de amplia cobertura, puede tener sobre la industria puramente local, la que entonces deberá competir con productos importados exentos de gravamen. No debe dejar de considerarse al respecto que, si bien la propia ley 27191 otorga un *certificado fiscal* transferible equivalente al 20 % del componente nacional a aquellos proyectos que acrediten un cierto porcentaje de componente nacional en las instalaciones electromecánicas –lo que podría entonces favorecer a la empresa local en esta “competencia”–, este certificado fiscal es otorgado, conforme la ley 27191, tan solo a partir de la entrada en operación comercial del proyecto, contra el inmediato beneficio de la exención de derechos de importación. Desde el punto de vista financiero, la competencia parecería entonces volcarse definitivamente en contra de la industria local.

De todos modos, dejamos a los expertos en estos temas económicos y financieros el análisis de eventuales consecuencias que la amplia exención de derechos de importación que prevé la ley 27191 podrían generarse –o no– contra la industria local productora de los bienes exentos.

*h) Exención de tributos sobre el acceso y utilización de fuentes renovables:* Se establece que el acceso y la utilización de fuentes renovables de generación de energía eléctrica no estarán gravados por ningún tributo específico, canon o regalías, sean nacionales, provinciales o municipales, hasta el 31 de diciembre de 2025.

A fin de no lesionar las soberanías locales para el dictado de tributos locales, sería necesaria al menos la adhesión de las provincias a la presente ley 27191. Al respecto, cabe recordar que, con base en la Constitución nacional –art. 75 incs. 13 y 18– y en el art. 6° de la ley 15336, la generación de energía (cualquiera sea su fuente) queda sujeta a jurisdicción nacional cuando se vincule a la defensa nacional, se destine al comercio de energía eléctrica entre las distintas jurisdicciones, corresponda a un lugar sometido

a la legislación exclusiva del Congreso de la Nación, integre el Sistema Argentino de Interconexión, se trate de aprovechamientos hidroeléctricos que sea necesario interconectar entre sí, se vinculen con una nación extranjera o se trate de generación de energía nuclear. El resto de la generación queda sometida a jurisdicción provincial.

c) *INSTITUTOS REGULATORIOS BAJO LA LEY 27191*. — Los institutos regulatorios que crea esta ley 27191 son los siguientes:

1) *Creación de un Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables*: La ley 27191 crea este fondo (el Fondo o FODER), con las siguientes particularidades:

i) se conformará como un fideicomiso de administración y financiero;

ii) tendrá como objeto el otorgamiento de préstamos, aportes de capital y adquisición de otro instrumento financiero para la financiación de proyectos elegibles, pudiendo otorgar avales y garantías para respaldar los contratos de compraventa de energía eléctrica a favor de los beneficiarios;

iii) el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas actuará como fiduciante y fideicomisario, el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) como fiduciario y serán beneficiarios los titulares de un proyecto de inversión aprobado. Se conformará un Comité Ejecutivo integrado por el Secretario de Energía, el Secretario de Política y Planificación del Desarrollo y el Presidente del BICE;

iv) los recursos del Fondo estarán constituidos por los aportes del Estado Nacional, los que no podrán ser inferiores al 50% del ahorro en combustibles fósiles consecuentes de la incorporación de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, obtenido en el año previo; cargos específicos a la demanda; recupero de capital e intereses de las financiaciones otorgadas; los dividendos por titularidad de acciones o participaciones y los ingresos provenientes de su venta; producido de operaciones de los bienes fideicomitidos y emisión de valores fiduciarios.

El decreto reglamentario estableció dos tipos de cuentas fiduciarias específicas para derivar los distintos recursos del Fondo: i) *cuenta de financiamiento* y ii) *cuenta de garantía*.

En relación a la *cuenta de financiamiento*, la Autoridad de Aplicación deberá determinar, entre otras cosas, qué recursos destinará el Tesoro Nacional al Fondo y las condiciones de otorgamiento de financiamiento. Los recursos que deba transferir el Tesoro Nacional serán calculados por la Autoridad de Aplicación en función del requerimiento de fondos para dar cumplimiento a las metas anuales de participación de energía de fuentes renovables establecidas por la ley 27191. El 30 de junio de cada año la Autoridad de Aplicación debe comunicar al Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas los recursos del Tesoro Nacional requeridos para el año siguiente, a los efectos de incluirlos en la ley de Presupuesto de dicho año. El decreto 531/2016 fijó en \$ 12.000.000.000 (doce mil millones de pesos) los recursos que se destinarán al Fondo durante el año en curso.

En relación a la *cuenta de garantía*, el decreto 531/2016 creó un cargo específico de garantía que se aplicará a los usuarios de energía eléctrica, con el objeto exclusivo de garantizar las obligaciones contractuales de CAMMESA o el ente que designe la autoridad de aplicación en los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica que se celebren en los términos de la ley 27191. Este cargo será facturado por las distribuidoras o por CAMMESA, según corresponda, por cuenta y orden del Fondo, y el resultante de la recaudación será depositada en la cuenta de garantía. El cargo será calculado y fijado por la Autoridad de Aplicación en una suma en pesos por megavatio hora, con un valor mínimo que permita recaudar y tener en disponibilidad una suma suficiente para garantizar por un plazo mínimo de 12 meses las obligaciones de pago mensuales que surjan de los contratos celebrados por CAMMESA o el ente que designe la autoridad de aplicación. El contrato de fideicomiso (a reglamentarse) y la autoridad de aplicación establecerán las condiciones en las cuales los fondos existentes en la cuenta de garantía serán desembolsados y aplicados.

A los fines del cumplimiento de su objeto, el Fondo podrá:

i) proveer fondos y otorgar facilidades a través de *préstamos o adquisición de valores fiduciarios públicos o privados*;

ii) realizar aportes de capital en sociedades que lleven a cabo los proyectos y suscribir cualquier otro instrumento de financiamiento que determine la autoridad de aplicación;

iii) bonificar puntos porcentuales de la tasa de interés de créditos y títulos valores que otorgue o en los cuales intervengan entidades financieras u otros actores en el rol de proveedores de financiamiento, los que asumirán el riesgo de crédito.

iv) Otorgar avales y garantías para respaldar los contratos de compra-venta de energía eléctrica que suscriban CAMMESA o la institución que sea designada por la Autoridad de Aplicación en representación del Estado nacional.

Conforme el decreto reglamentario 531/2016, todos los proyectos que hayan obtenido el Certificado de Inclusión, independientemente de que contraten directamente con CAMMESA o en forma privada, estarán en condiciones de solicitar el otorgamiento de los instrumentos descriptos en el párrafo anterior.

La autoridad de aplicación de la ley determinará los términos y condiciones de los instrumentos y cómo se administrarán y otorgarán las líneas de crédito y avales o garantías previstos en este apartado, los cuales deberán ser aprobados por el Comité Ejecutivo. Los instrumentos deberán otorgarse prioritariamente a los emprendimientos que acrediten fehacientemente mayor porcentaje de integración de componente nacional. Sin embargo, la reglamentación menciona también que el Comité Ejecutivo del Fondo tendrá en cuenta el “perfil de riesgo de los proyectos”<sup>36</sup>, lo que deberá ser reglamentado a fin de evitar incertidumbres acerca del alcance de esta disposición.

<sup>36</sup> Reglamentación del artículo 7º, inc. 1.5 de la ley 27191 por el decreto 531/2016.



Es de destacar que el Fondo Fiduciario estará eximido de todos los impuestos, tasas y contribuciones nacionales existentes y a crearse en el futuro, al igual que el agente fiduciario, en sus operaciones relativas a este Fondo.

La autoridad de aplicación del Fondo será designada por el Poder Ejecutivo, y estará facultada para dictar las normas reglamentarias, aclaratorias, modificatorias y complementarias que resulten pertinentes y aplicar las sanciones que correspondan.

2) *Contribución obligatoria de usuarios. Sistema de cuota:* La ley 27191 prevé que “*todos los usuarios*” de energía eléctrica de la República Argentina deben alcanzar, en forma gradual conforme los porcentajes crecientes bianuales que detalla dicha ley, la incorporación mínima del 8 % al 31 de diciembre de 2017 hasta llegar al 20 % al 31 de diciembre de 2025. Las escalas previstas en la ley 27191 son las siguientes: 8 % al 31 de diciembre de 2017, 12 % al 31 de diciembre de 2019, 16 % al 31 de diciembre de 2021, 18 % al 31 de diciembre de 2023 y 20 % al 31 de diciembre de 2025.

Este sistema es el denominado *sistema de cuota*, en el que es obligatoria la compra de energías de fuente renovable por parte de toda o una parte de la demanda<sup>37</sup>.

Recordemos en este punto que *la demanda ya contribuye* a la industria de energías renovables, al pagar efectivamente el recargo que prevé la ley 25019, que actualmente es de 5,4686 \$/MWh, como se explicó en § 1, b. Bajo esta nueva ley 27191, los grandes usuarios con demanda de potencia iguales o superiores a 300 kw deberán, adicionalmente, cubrir a partir de la reglamentación de la ley su *cuota obligatoria*.

Conforme la reglamentación del artículo 9° de la ley 27191, estarán alcanzados por la obligación de cuota prevista en tal artículo aquellos usuarios que cuenten con uno o múltiples puntos de demanda de energía eléctrica con medidores independientes, todos registrados bajo la misma Clave Única de Identificación Tributaria (CUIT), si en la sumatoria de todos los puntos de demanda alcanzan o superan los 300 kW<sup>38</sup> de potencia media contratada en

<sup>37</sup> LANARDONNE (2012, p. 55) define al sistema de cuotas como aquel en el que “. . .se establece que los operadores del sistema de transporte o de distribución, y/o empresas vendedoras de energía, y/o grandes usuarios estén obligados a comprar un mínimo de energía generada a partir de fuentes renovables. Dicha obligación es generalmente en base a un determinado porcentaje que, de no alcanzarse, puede ser compensado con los “excesos” de cumplimiento de otro obligado (a través de un sistema de bonos), o en última instancia, se deberá abonar una penalidad a la autoridad regulatoria. Es un sistema que provee seguridad para el productor en cuanto se le asegura una demanda o mercado cautivo”.

<sup>38</sup> Actualmente, los grandes usuarios abarcan las siguientes categorías: Grandes Usuarios Mayores (GUMA), cuya potencia mínima demandada es de 1 MW y que realizan sus transacciones de compraventa de energía a través de CAMMESA, con contratos a Término y venta de excedente –o compra de faltantes– en el Mercado Spot; Grandes Usuarios Menores (GUME), con potencias demandadas mínima de 100 kW y máxima de 2000 kW, sin vínculo con CAMMESA; Grandes Usuarios Particulares (GUPA), con potencias demandadas mínima de 50 kW y máxima de 100 kW, sin vínculo con CAMMESA, y Grandes Usuarios de la Distribuidora (GUDI), que operan bajo la resolución 1281/2006 de la Secretaría de Energía a través de la distribuidora local y registran una potencia mínima de 300 kW.

el año calendario, aun en el caso de que, en todos o algunos de los puntos de demanda considerados individualmente, no alcancen el nivel indicado precedentemente<sup>39</sup>.

En efecto, estos grandes usuarios deberán cumplir efectivamente e individualmente con las cuotas establecidas. A tal fin, la ley 27191 prevé que a los fines de cumplir con esta obligación, los grandes usuarios podrán *autogenerar o contratar la compra de energía* de fuentes renovables a través del *i) generador, ii) de un distribuidor que adquiriera la energía a nombre de una generador, iii) de un comercializador o iv) directamente a CAMMESA*, conforme las estipulaciones que establezca la autoridad de aplicación<sup>40</sup>. A este fin, no resultan aplicables normas vigentes o que se dicten en el futuro, que de cualquier manera limiten, restrinjan, impidan o prohíban la celebración de este tipo de contratos<sup>41</sup>.

Anualmente, a partir del 31 de diciembre de 2018 y en los plazos y la forma que establezca la autoridad de aplicación, ésta fiscalizará el cumplimiento efectivo de los objetivos de consumo de cada sujeto obligado en cada una de las etapas fijadas en el artículo 8° de la ley 27191. La obligación de *cuota* tiene una tolerancia del 10 % por año, que podrá ser compensada al año siguiente en que se produjere. En caso de incumplimiento, la ley 27191 prevé la aplicación de una penalidad equivalente al promedio ponderado de los últimos doce meses del costo variable de producción de energía eléctrica en base a gasoil importado. A los fines referenciales, conforme los Fundamentos del proyecto de ley, en 2012 el precio promedio ponderado del gasoil importado sin impuestos ni gastos de transporte interno, publicado por CAMMESA, fue de 207 U\$\$/MWh<sup>42</sup>. La metodología de cálculo y aplicación de esta sanción está sujeta a reglamentación.

La energía eléctrica adquirida por los grandes usuarios no estará alcanzada por otros cargos o costos adicionales, incluidos –a modo enunciativo y

<sup>39</sup> Bajo esta modalidad, podrá darse el caso de ciertos grandes usuarios con potencias cercanas a los 300 kW, que cumplan entonces con el porcentaje de cuota con mínimos bloques de potencia y energía asociada –dependiendo de lo que considere la reglamentación–; por ejemplo, el 8 % de 300 kW es solo 24 kW con su energía asociada, contratos éstos que en la actualidad no son administrables en el MEM, ni directa ni indirectamente, por no tener la potencia mínima requerida bajo Los Procedimientos, conforme lo explicado.

<sup>40</sup> Conforme los fundamentos de la ley comentada, este mecanismo de cuota obligatoria “. . . implica la contratación de energía renovable por una potencia cercana a los 900 MW acumulados al año 2016 y cercana a los 3000 MW para el año 2025”.

<sup>41</sup> Concretamente, la ley 27191 hace referencia en este punto a mecanismos tales como los previstos en la resolución 95/2013 de la Secretaría de Energía, la que suspende, con la excepción de ciertas contrataciones especiales, la incorporación de nuevos contratos en el Mercado a Término del MEM para su administración por parte de CAMMESA, previendo a la vez que una vez finalizados los contratos del Mercado a Término preexistentes, será obligación de los grandes usuarios del MEM adquirir su demanda de energía eléctrica a CAMMESA.

<sup>42</sup> El mencionado Informe aclara que “Durante 2012, el precio del Gasoil importado, sin impuestos ni gastos de transporte interno, publicado por CAMMESA fue de 841 us\$/m<sup>3</sup>. Este valor, trasladado a generación eléctrica resulta en un costo promedio de la energía generada con Gasoil de 207 us\$/MWh.

sin perjuicio de la inclusión de otros cargos dispuesta por la autoridad de aplicación— los cargos en concepto de “Sobrecostos Transitorios de Despacho”, “Adicional Sobrecosto Transitorio de Despacho”, “Sobrecostos Combustibles”, “Cargo Medio Incremental de la Demanda Excedente”, ni aquellos que los reemplacen. Estos cargos tampoco serán aplicables para quienes cumplan con las obligaciones previstas en el artículo 9° mediante autogeneración o cogeneración a partir de fuentes renovables.

De acuerdo a la reglamentación del artículo 10, no son aplicables a estos contratos el plazo máximo para contratos de suministro (de 20 años si son productos del suelo o del subsuelo y de 10 años para el resto de los casos) ni el pacto de preferencia, previstos en los artículos 1177 y 1182 del Código Civil y Comercial de la Nación.

Del juego de normas de la ley y de la reglamentación, surgen dos formas para que los grandes usuarios cumplan con las metas de cuota obligatoria: i) *contratación individual* (con un generador de fuente renovable) a través de distribuidor o comercializador, en ambos casos por cuenta del generador, autogeneración o cogeneración, o ii) por el mecanismo de *compra conjunta*.

Para el caso de contratación individual, el precio promedio máximo de estos contratos debe ser de 113 U\$S/MWh o su equivalente en moneda nacional. Este precio podrá ser modificado luego de dos años de reglamentada esta ley y hasta la finalización de la Segunda Etapa del Régimen de Fomento.

Por otra parte, el *mecanismo de compra conjunta* consiste en la adquisición por parte de CAMMESA, o del ente que designe la autoridad de aplicación, de la energía eléctrica generada por generadores de energía renovable, y pagada en última instancia por el conjunto de grandes usuarios obligados (mayores de 300 kW) a cubrir su cuota. Los grandes usuarios tienen el derecho de desistir de participar en este mecanismo.

A los fines de que los grandes usuarios puedan cumplir con su obligación de cuota bajo este mecanismo, el decreto reglamentario previó la convocatoria a un *procedimiento de licitación*, que se basa en los siguientes principios:

i) será público, competitivo y expeditivo, con reglas de aplicación general aprobadas previamente por la Autoridad de Aplicación que prevean plazos de adjudicación ciertos y breves y garanticen la más amplia concurrencia;

ii) podrán prever una asignación mínima o cupo por tecnología, buscando diversificar las fuentes renovables y también la diversificación geográfica de los proyectos;

iii) las adjudicaciones de los contratos deberán favorecer las ofertas con el precio menos oneroso y el plazo de instalación más breve;

iv) el plazo de los contratos será establecido por la Autoridad de Aplicación;

v) el precio podrá ser establecido en Dólares Estadounidenses;

vi) el precio de los contratos destinados a abastecer la demanda no comprendida en el artículo 9° de la ley 27191 (grandes usuarios de más de 300 kW de potencia), será trasladado al precio de adquisición de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista que abona dicha demanda;

*vii)* se podrá prever el arbitraje comercial como mecanismo de resolución de conflictos entre el vendedor y el comprador;

*viii)* podrán establecerse garantías al generador, otorgadas por el Fondo.

El precio del megavatio hora que abonarán los sujetos obligados incluidos en el mecanismo de compra conjunta será definido por CAMMESA a prorrata del monto total al que ascienda la sumatoria de los contratos celebrados. Se aplicará asimismo un cargo en concepto de costos de comercialización por la adquisición realizada a CAMMESA o al ente que designe la autoridad de aplicación mediante el mecanismo de compra conjunta.

Por otro lado, en relación al cumplimiento de esta obligación por parte del resto de los usuarios, con potencia menor a 300 kW, se prevé que la Autoridad de Aplicación disponga las medidas conducentes que permitan incorporar al MEM nueva oferta de fuentes renovables a estos fines.

3) *Prioridad de despacho*: La ley 27191 prevé que la energía producida con fuentes renovables intermitentes tendrá, para su despacho eléctrico, un tratamiento similar al recibido por las centrales hidroeléctricas de pasada, de similar manera que el Anexo 40 de Los Procedimientos ya preveía para la energía eólica, como se explicó en § 2, b.

## § 5. LEGISLACIÓN PROVINCIAL

Adicionalmente al esquema de fomento y regulatorio existente a nivel nacional, algunas provincias han dispuesto, en sus respectivas jurisdicciones, otros beneficios de fomento y esquemas regulatorios. A manera de síntesis, el cuadro adjunto muestra las principales disposiciones provinciales de fomento y regulación:

<i>Provincia</i>	<i>Norma / Año</i>	<i>Beneficios</i>	<i>Aspectos regulatorios</i>
Buenos Aires	Ley 12603 (2000) Resol. 827/2009	Exención impuesto <i>inmobiliario</i> por 10 años desde iniciada la actividad. <i>Feed-in tariff</i> de 0,01 \$/kWh. Promoción de líneas de créditos especiales a través del Banco de la Provincia.	Obligación de las distribuidoras de comprar excedentes de energía y potencia. Convenio de cooperación con Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires (FREBA). Programa de incentivos a la <i>generación distribuida</i> , priorizando fuentes renovables.
C.A.B.A.	Ley 4024 (2011)	Debe aprobarse una reducción tributaria con relación al ahorro de energía convencional.	Aplicable sólo a energía solar. Beneficios aplicables a viviendas.

CUEVA, José Carlos ❖ “Régimen de fomento para el uso de fuentes renovables . . .”

<i>Provincia</i>	<i>Norma / Año</i>	<i>Beneficios</i>	<i>Aspectos regulatorios</i>
Chubut	XVII N° 95 (2011)  Ley 107 (2013)	Exención del impuesto de sellos. Exención del impuesto sobre los Ingresos Brutos. <i>Estabilidad fiscal</i> por 15 años a partir de su otorgamiento. <i>Medición neta</i> de energía.	Los proyectos eólicos requieren <i>concesión de uso de viento</i> . Crea la Agencia de Promoción de Energías Renovables. Crea el Fondo Provincial para el Desarrollo de las Energías Renovables para financiar la actividad de la Agencia, con aportes de concesiones hidrocarburíferas, entre otros. Adhiere a la ley 26190.
Córdoba	Ley 8810 (1999)	Exención de impuesto sobre los Ingresos Brutos y <i>estabilidad fiscal</i> por 10 años.	
La Pampa	Ley 2380 (2007)	Beneficios a determinar por el Poder Ejecutivo.	Adhiere a la ley 26190
La Rioja	Ley 8190 (2007)	Exención por 5 años de Impuesto sobre los Ingresos Brutos. Impuesto Inmobiliario. Impuesto de sellos. Cualquier otro tributo que grave la producción, industrialización, almacenamiento y comercialización de actividades reguladas por esta ley. Subsidio de hasta el 50% de <i>aportes patronales</i> de cada empleado nuevo que provenga de un plan social o del Estado, durante los 2 primeros años de actividad <i>Subsidio al consumo eléctrico</i> a determinar por la Autoridad de Aplicación.	Crea el Instituto para el Desarrollo Local para la investigación y Extensión de las Energías Limpias, que pondrá en funcionamiento la Autoridad de Aplicación. Crea un <i>Fondo</i> integrado por el 2 % de las utilidades que generen los emprendimientos promovidos por esta ley, destinado a la puesta en funcionamiento del Instituto.
Mendoza	Ley 7822 (2007) Decreto 853/2013	Exención de impuesto de sellos. Exención de impuesto sobre los Ingresos Brutos. Prioridad para recibir apoyo del Fondo de la Transformación. <i>Estabilidad fiscal</i> por 15 años desde la promulgación de la ley.	Adhiere a la ley 26190. Complementario de la ley 25019. Fija como objetivo <i>alcanzar el 15 %</i> de energías renovables sobre el consumo provincial, en 15 años desde la sanción de la ley.
Misiones	Ley 4439 (2008) (consolidada por ley 4526)	Entrega de bienes de dominio público en comodato sin cargo o a precio promocional. Construcción de infraestructura para acondicionamiento de áreas por parte del Poder Ejecutivo. Otorgar otros beneficios. Brindar capacitación.	Crea el Consejo Ejecutivo y Consultivo de Energías Renovables, Biocombustibles e Hidrógeno. Crea el Fondo Fiduciario para la promoción de Energías Renovables, Biocombustibles e Hidrógeno. Entre otros, se prevé que se fondee con hasta 20 % de ingresos de rentas generales.

<i>Provincia</i>	<i>Norma / Año</i>	<i>Beneficios</i>	<i>Aspectos regulatorios</i>
Salta	Ley 7824 (2014)		Modalidad de <i>balance neto</i> para energía renovable.
San Luis	Ley 921 (2014)	Promueve la Generación Distribuida. Exención de impuesto sobre los Ingresos Brutos y del impuesto de sellos por 15 años. <i>Crédito fiscal</i> a autogeneradores, por hasta el 50 % de los impuestos provinciales, que será devengado en hasta cuatro ejercicios fiscales. <i>Feed-in-tariff</i> que se definirá en el Código Tributario, sobre potencias instaladas de más de 5 kW.	Requiere <i>concesión de uso de los recursos naturales</i> provinciales. Crea el <i>Fondo para el Fomento de Energías Renovables</i> , financiado por aportes del tesoro, cargos tarifarios específicos, recursos generados por ahorros que la provincia obtenga por la generación de energías renovables, bonos de carbono, entre otros.
Santa Cruz	Ley 2796 (2005)	Exención del Impuesto Inmobiliario Rural, por 10 años. Exención de todo impuesto provincial, por 10 años. <i>Feed-in tariff</i> para generación eólica o solar. Estabilidad fiscal por 10 años.	Crea el Fondo Provincial de Desarrollo Energético, integrado, entre otros conceptos, por cánones y regalías hidrocarbúferas y dividendos por participación en EnArSA.
Santa Fe	Ley 12503 Ley 12692  Resol. 442/2013 de EPESF	Declara de interés provincial a la generación y el uso de energías alternativas o blandas a partir de fuentes renovables. Reducción, diferimiento y/o exención de Impuesto a los Ingresos Brutos, Impuesto de Sellos, Impuesto Inmobiliario.	Procedimiento de <i>generación distribuida</i> .

*Cuadros de beneficios promocionales y herramientas regulatorias*

<i>Cuadro de beneficios promocionales</i>	<i>Fuente (leyes)</i>
Declaración de interés nacional a la generación de fuentes renovables	25019 y 26190
Diferimiento del pago del Impuesto al Valor Agregado	25019, 26190 y 27191
Amortización acelerada del impuesto a las ganancias	26190 y 27191
No integración de la base imponible Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta	26190 y 27191
Estabilidad fiscal	25019 y 27191
<i>Feed-in-tariff</i>	25019 y 26190
Extensión a 10 años de la compensación de quebrantos con el Impuesto a las Ganancias.	27191
Deducción de la carga del pasivo financiero	27191
Exención del impuesto sobre la distribución de dividendos	27191
Certificado fiscal por un valor equivalente al 20% del componente nacional	27191
Exención de derechos de importación	27191

<i>Cuadro de beneficios promocionales</i>	<i>Fuente (leyes)</i>
Exención de tributos, cánones o regalías sobre el acceso y utilización de fuentes renovables.	27191
Beneficios provinciales	Ver cuadro de normativa provincial.

El siguiente cuadro resume los esquemas regulatorios vigentes.

<i>Cuadro de herramientas regulatorias</i>	<i>Fuente</i>
Fondo Fiduciario de Energías Renovables (destinado a remuneración adicional).	Ley 26190
Contratos de abastecimiento con EnArSA	Resolución 712/2009
Contratos de abastecimiento con CAMMESA	Resolución 108/2011
Reglas de despacho – Despacho preferencial	Anexos 39 y 40 de Los Procedimientos; ley 27191
Fondo Fiduciario de Energías Renovables (destinado a asistencia financiera)	Ley 27191
Esquemas regulatorios provinciales	Ver cuadro de normativa provincial.

## § 6. CONCLUSIONES

Si bien perfectibles, los nuevos beneficios promocionales y esquema regulatorio aprobados mediante la ley 27191 constituyen nuevas herramientas del punto de vista legal que pueden dar un impulso al desarrollo de la industria de energías renovables. Colabora a la vez con tal desarrollo el impulso dado por la normativa provincial dictada en los últimos años, ya sea adhiriendo a los lineamientos nacionales, o bien aportando beneficios o regulación propios.

Habiendo quedado demostrado que el *libre mercado* y la *libre oferta y demanda* concebidos bajo el Marco Regulatorio Eléctrico no resultaron esquemas suficientes para estimular el desarrollo de las energías renovables –sumado a ello la falta de efectiva ejecución de los beneficios de promoción existentes, por ejemplo en el caso de los beneficios previstos en la ley 25019–, dos factores determinarán el éxito del esperado desarrollo y diversificación de la matriz energética argentina a partir de fuentes renovables: el alcance de la reglamentación de la ley 27191 y la efectiva ejecución de toda la normativa vigente –nueva y anterior a la ley 27191– por parte de las autoridades de control y de aplicación, tanto nacionales como provinciales.

BIBLIOGRAFÍA CITADA

- BARREIRO, Rubén A. (2002): *Derecho de la energía eléctrica* (Buenos Aires, Ábaco).
- BASTOS, Carlos Manuel y ABDALA, Manuel Ángel (1993): *Transformación del sector eléctrico* (Santiago de Chile, Editorial Antártica).
- LAHITOU, Juan y ELIASCHEV, Nicolás (2015): “La nueva Ley de Hidrocarburos y la competencia en los mercados de electricidad y gas natural”, *RADEHM*, n° 5: pp. 353-373.
- LANARDONNE, Tomás (2012): “Notas sobre la regulación de las energías renovables en Argentina”, *Revista del Colegio de Abogados de la Ciudad de Buenos Aires*, tomo 72, n° 1: pp. 51-70.
- ROTAECHE, Luis María (2014), *Energías renovables en Argentina. Una propuesta para su desarrollo* (Buenos Aires, Dunken, segunda edición).

NORMAS CITADAS

a) *Normas nacionales*

- Ley 15336 (B.O. 22/9/1960). Ley Nacional de Energía Eléctrica.
- Ley 24065 (B.O. 16/1/1992). Marco Regulatorio Eléctrico.
- Ley 25019 (B.O. 26/10/1998). Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar.
- Ley 25561 (B.O. 7/1/2002). Ley de Emergencia Pública.
- Ley 25957 (B.O. 2/12/2004). Modificación a la ley 24065.
- Ley 26093 (B.O. 15/5/2006). Régimen de biocombustibles.
- Ley 26360 (B.O. 9/4/2008). Régimen de promoción en bienes de capital e infraestructura.
- Ley 26190 (B.O. 2/1/2007). Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica.
- Ley 26893 (B.O. 23/9/2013). Impuesto a las ganancias.
- Ley 27191 (B.O. 21/10/2015). Modificación a la ley 26190.
- Decreto 1398/1992 (B.O. 11/8/1992). Reglamenta el Marco Regulatorio Eléctrico.
- Decreto 1597/1999 (B.O. 17/12/1999). Reglamenta la ley 25019.
- Decreto 562/2009 (B.O. 20/5/2009). Reglamenta la ley 26190.
- Decreto 531/2016 (B.O. 31/3/2016). Reglamenta las leyes 26190 y 27191.
- Resolución SEE 61/1992 (B.O. 13/5/1992). Procedimientos para la operación, despacho y cálculo de precios del Mercado Eléctrico Mayorista.
- Resolución SE 304/1999 (B.O. 10/6/1999). Condiciones para centrales eólicas.
- Resolución SE 657/1999 (B.O. 14/12/1999). Recargo sobre las tarifas de energía eléctrica.
- Resolución SE 136/2000 (B.O. 26/10/2000).
- Resolución SE 240/2003 (B.O. 19/8/2003). Fijación de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Resolución SE 406/2003 (B.O. 9/9/2003). Abastecimiento de demandas sin contrato.
- Resolución SE 712/2004 (B.O. 15/7/2004). Fondo de inversiones para incrementar la demanda.
- Resolución SE 1872/2005 (B.O. 7/12/2005). Coeficiente de actualización trimestral.



Resolución SE 1281/2006 (B.O. 5/9/2006) Comercialización de energía en el “mercado spot”.

Resolución SEM 136/2000 (B.O. 26/10/2000). Recargo sobre las tarifas de energía eléctrica.

Resolución SE 333/2001 (B.O. 5/12/2001). Recargo sobre las tarifas de energía eléctrica.

Resolución SE 1061/2005 (B.O. 14/9/2005).

Resolución SE 905/2005 (B.O. 25/7/2005).

Resolución SE 1281/2006 (B.O. 5/9/2006). Programa Energía Plus.

Resolución SE 220/2007 (B.O. 22/1/2007). Contratos de abastecimiento.

Resolución SE 269/2008 (B.O. 14/5/2008). Autogenerador Distribuido.

Resolución SE 712/2009 (B.O. 15/10/2009). Contratos de abastecimiento.

Resolución SE 108/2011 (B.O. 13/4/2011). Contratos de abastecimiento de fuente renovable.

b) *Normas provinciales*

1. *Provincia de Buenos Aires*

Ley 12603 (B.O. 5/2/2001). Ley de energías renovables.  
Resolución Ministerio de Infraestructura 827/2009. Reglamenta la ley 12603.

2. *Ciudad Autónoma de Buenos Aires*

Ley 4024 (B.O. 24/1/2012). Incentivos a la energía solar.

3. *Provincia de Chubut*

Ley XVII N° 95 (B.O. 14/1/2011). Ley de dominio sobre Recursos Naturales.  
Ley 107 (B.O. 11/10/2013). Programa de medición neta de energía.

4. *Provincia de Córdoba*

Ley 8810 (B.O. 28/12/1999). Ley de Energías Renovables.

5. *Provincia de La Pampa*

Ley 2380 (B.O. 28/12/2007). Adhiere a la ley 26190.

6. *Provincia de La Rioja*

Ley 8190 (B.O. 11/12/2007). Generación y uso de energías renovables.

7. *Provincia de Mendoza*

Ley 7822 (B.O. 10/1/2008). Régimen de fomento para el uso de fuentes renovables de energía.  
Decreto 853/2013 (B.O. 1/07/2013). Reglamenta la ley 7822.

8. *Provincia de Misiones*

Ley 4439 (B.O. 28/7/2008). Régimen de promoción de energías renovables y biocombustibles.

9. *Provincia de Salta*

Ley 7824 (B.O. 28/07/2014). Balance neto de energía.

10. *Provincia de San Luis*

Ley 921 (B.O. 31/12/2014). Promoción y desarrollo de energías renovables.

11. *Provincia de Santa Cruz*

Ley 2796 (B.O. 22/09/2005). Régimen de promoción de las energías renovables.

12. *Provincia de Santa Fe*

Ley 12503 (B.O. 29/12/2005). Generación y uso de energías alternativas.

Ley 12692 (B.O. 19/12/2006). Régimen de promoción de energías renovables.

Resolución 442/2013 de la Empresa Provincial de Energía (s/d). Generación en paralelo con la red de EPESF.

## REGULACIÓN DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN CHILE\*

### REGULATION OF NUCLEAR ENERGY IN CHILE

Por ALEJANDRO VERGARA BLANCO\*\*

*Resumen:* Descripción del régimen jurídico aplicable a la energía nuclear y a las sustancias nucleares en Chile, donde se expone acerca de la importancia de la energía nuclear y de sus distintos usos, y acerca de la legislación nuclear chilena, que consagra sus propias normas, instituciones y potestades administrativas.

*Palabras clave:* Energía nuclear, derecho chileno, Derecho de energía.

*Abstract:* A description of the legal regime applicable to nuclear energy and nuclear substances in Chile, arguing about the importance of nuclear energy and its various uses and about the Chilean nuclear legislation, which has its own norms, institutions and administrative *pouvoirs*.

*Key words:* Nuclear energy, Chilean law, energy law.

#### § 1. INTRODUCCIÓN

a) *LA ENERGÍA NUCLEAR COMO HECHO JURÍDICO.* — La energía nuclear o atómica puede definirse como aquella que se obtiene mediante la desintegración del núcleo de un átomo. La materia en general está integrada o compuesta por átomos, que se combinan formando moléculas, las cuales a su vez forman las sustancias. El núcleo de un átomo está compuesto por protones y neutrones —los primeros con carga eléctrica positiva y los segundos no tienen carga eléctrica—, alrededor de los cuales giran los electrones, de carga eléctrica negativa, cargas que en magnitud son idénticas. La aludida desintegración se opera mediante el bombardeo del núcleo atómico con neutrones, lo que genera un desequilibrio entre los componentes del átomo del cual se libera una gran cantidad de energía. Del núcleo desintegrado salen expedidos algunos neutrones que pueden alcanzar otros núcleos cercanos, generándose de esta

\* Recibido: 18/1/2016. Aceptado: 3/3/2016.

\*\* Abogado (Universidad de Concepción, Chile, 1983). Doctor en Derecho (Universidad de Navarra, España, 1986). Post-doctorado (Université de Pau et des Pays de l'Adour, Francia). Profesor titular de Derecho Administrativo y Derecho de Energía (Facultad de Derecho, Pontificia Universidad Católica de Chile). Correo electrónico: alvergar@uc.cl.

Agradezco la colaboración, comentarios y revisiones de Marcelo Mardones Osorio y Esteban Cañas Ortega.

forma una reacción en cadena<sup>1</sup>. Dicho proceso de división se denomina fisión y es el que en la actualidad se utiliza en la generación de energía nuclear. Los elementos básicos que pueden utilizarse para la obtención de energía nuclear por fisión son el torio y el uranio, si bien este último es el de mayor importancia<sup>2</sup>. Pero junto a tal forma de generación de energía se erige la fusión nuclear, que implica, como lo señala su nombre, la unión de núcleos atómicos efectuada por medio del impacto de los mismos a gran velocidad, lo cual genera una cantidad de energía mayor que la derivada de la fisión; este último, sin embargo, es un procedimiento aún no controlado y por tanto en fase de investigación<sup>3</sup>.

La energía nuclear desarrollada a partir de estas reacciones es utilizada hoy en día en diversas actividades tales como la de transportes, la militar, la bélica, la espacial y en la generación de electricidad, siendo esta última la aplicación práctica más conocida y desarrollada en centrales nucleares de generación eléctrica bastante similares a las térmicas de generación en base a hidrocarburos con ciertas diferencias que resultan ser a su vez ventajosas algunas y desventajosas otras.

b) *VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LA ENERGÍA NUCLEAR.* — Las ventajas de la energía nuclear la sitúan por sobre los hidrocarburos en cuanto a emisión de gases tóxicos de efecto invernadero al tener una emisión casi nula de éstos en las centrales nucleoelectricas, además de necesitar una cantidad de combustibles mucho menor. Por otra parte aventajan notoriamente, en cuanto a su costo, a las energías renovables consideradas tradicionalmente “limpias” como la eólica, la solar y la mareomotriz que hoy en día a nivel global no están alcanzando precios para competir con las energías más potentes, pero a su vez, más contaminantes.

Como contrapartida, el principal inconveniente es el estigma de peligrosidad y nivel destructivo que tiene esta energía debido a su participación en diversos episodios negros de la historia de la humanidad en el último siglo como los desastres de Chernóbil, Fukushima y la destructividad de las bombas atómicas. La responsabilidad en el uso de esta energía recae exclusivamente en las personas que la manipulen, por lo que decisiones irresponsables o inescrupulosas podrían llevar al hombre a repetir los errores del pasado. Otro inconveniente es la producción de residuos nucleares a partir de la manipulación de esta energía, los cuales tardan muchos años en perder su radioactividad.

c) *DESARROLLO DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN CHILE.* — En Chile el desarrollo de la energía nuclear se ha enfocado a las áreas de la industria donde existen

<sup>1</sup> FRANCOZ RIGALT (1988) pp. 245-246.

<sup>2</sup> GLASSTONE y SESONSKE (1990) pp. 1 y 4.

<sup>3</sup> COMISIÓN CHILENA DE ENERGÍA NUCLEAR (s/f).

los denominados “medidores nucleares”, que permiten efectuar mediciones sin contacto físico entre el sensor con el material medido debido a la propiedad de las radiaciones ionizantes de penetrar la materia, y al área de la medicina, donde tiene una importantísima relevancia en cuanto al diagnóstico, la obtención de imágenes y tratamiento del cáncer<sup>4</sup>.

Respecto a la nucleoelectricidad, en Chile actualmente no existen reactores de potencia, sin perjuicio de que sí existan dos reactores nucleares de investigación, uno ubicado en el Centro de Estudios Nucleares La Reina, el cual tiene una potencia de 5 megavatios, y el otro, situado en Lo Aguirre, en el Centro de Estudios Nucleares Lo Aguirre, el cual posee 10 megavatios<sup>5</sup>. Debido a esto, existe desde 1964 en nuestro país un órgano de la administración dedicado (entre otras potestades que se analizarán *infra*) a generar conocimientos y desarrollos en ciencia y tecnología nuclear para contribuir creciente y sostenidamente a la sociedad, la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN).

Según información de la CChEN y del Organismo Internacional de Energía Atómica, en la actualidad existen 442 reactores nucleares de potencia a nivel mundial que se encuentran en operación y otros 66 en construcción, indicándose que los países que más utilizan la energía nuclear para la generación eléctrica son Francia, con un 78 %; Eslovaquia, con un 57 %; Bélgica, con un 56 %; Japón, con un 25 %; y Estados Unidos, con un 20 %. A nivel latinoamericano, cuentan con energía nucleoelectrónica Argentina, con un 9 %, Brasil, con un 4 %, y México, con un 5 %<sup>6</sup>.

## § 2. LA ENERGÍA NUCLEAR COMO FORMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

a) *DEFINICIÓN E IMPORTANCIA DE LA ENERGÍA NUCLEAR.* — Las reacciones apuntadas *supra* se efectúan en reactores nucleares, definidos legalmente como “cualquier estructura que contenga combustibles nucleares dispuestos de tal modo que dentro de ella pueda tener lugar un proceso automantenido de fisión nuclear, sin necesidad de una fuente adicional de neutrones” (art. 3°, n° 8 de la ley 18302, de Seguridad Nuclear). Tales reactores pueden tener fines investigativos o de generación de energía eléctrica, en cuyo caso se denominan reactores de potencia.

Los combustibles nucleares a que alude la definición citada son materiales compuestos de elementos que pueden producir energía mediante un proceso automantenido de fisión o fusión nuclear (art. 3°, n° 5 de la ley 18302). El combustible nuclear es la materia de cuyos átomos se deriva la energía nuclear, por medio de un proceso de fusión o fisión de sus partículas. El principal

<sup>4</sup> COMISIÓN CHILENA DE ENERGÍA NUCLEAR (s/f); STOIBER *et al* (2003) p. 3.

<sup>5</sup> COMISIÓN CHILENA DE ENERGÍA NUCLEAR (s/f).

<sup>6</sup> COMISIÓN CHILENA DE ENERGÍA NUCLEAR (s/f).

combustible nuclear es el uranio, sustancia mineral metálica que se encuentra en la tierra, y cuyas principales reservas se ubican en Australia, Kazajistán y Canadá, existiendo también depósitos de dicho mineral en Chile<sup>7</sup>.

El uranio es una sustancia mineral metálica, que consta de 3 isótopos, a saber:  $U^{234}$ ,  $U^{235}$  y  $U^{238}$ , siendo este último el que se encuentra presente en mayor porcentaje, sin perjuicio de que sea el  $U^{235}$  el isótopo utilizable para los procesos de fisión nuclear. Precisamente a aumentar el porcentaje del  $U^{235}$  apunta el proceso denominado “enriquecimiento”<sup>8</sup>.

El proceso de extracción, tratamiento, utilización y desecho de los combustibles nucleares recibe la denominación de “ciclo del combustible nuclear”, el cual difiere en su método respecto del país en que se aplica debido a la tecnología aplicada en cada uno de ellos; así, en general<sup>9</sup>, pueden distinguirse esencialmente dos etapas: el *front-end* y el *back-end*, en las cuales se encuadran las actividades antes indicadas. El *front-end* abarca el proceso de extracción y tratamiento del mineral, el que contempla las siguientes etapas: a) concentración y purificación del uranio natural, por medio de su trituración y lixiviación con ácidos para producir un polvo de óxido de uranio, denominado *yellowcake*; b) conversión del *yellowcake* en un gas denominado “hexafluoruro de uranio”; c) enriquecimiento del gas de uranio, a fin de lograr la concentración de isótopos  $U^{235}$  necesaria para hacer viable una reacción en cadena; d) transformación del gas de uranio, en óxido de uranio; e) aglutinamiento del óxido de uranio en pastillas, para formar posteriormente barras de combustible, las cuales se insertan en el reactor<sup>10</sup>. El *back-end* se refiere esencialmente a todo el proceso de desecho del combustible nuclear utilizado.

De manera general y recogiendo algunas de las formas de generación de energía nuclear, la legislación define a la energía nuclear o atómica como “. . . aquella generada por procesos o fenómenos nucleares, tales como la fisión y la fusión nuclear y la emisión de partículas y de radiaciones” (art. 2° de la ley 16319).

<sup>7</sup> NUCLEOELECTRIC WORKING GROUP (2008) p. 11.

<sup>8</sup> GLASSTONE y SESONSKE (1990) pp. 4-5.

<sup>9</sup> En Chile, según la CChEN, el proceso denominado “ciclo de combustible nuclear” consta de las siguientes etapas definidas: 1) Minería y concentración del uranio, en la cual se extrae el mineral y se separa del uranio que contiene; 2) Conversión y enriquecimiento, en la que el uranio extraído y concentrado se purifica por medio de tratamientos en disoluciones y precipitaciones hasta su conversión en hexafluoro de uranio para luego ser enriquecido, aumentando su proporción de átomos; 3) Fabricación de elementos combustibles, en que el uranio enriquecido se somete a presión y a altas temperaturas para transformarlo en pequeñas pastillas cerámicas que se insertan en el interior de varillas rellenas con gas inerte; 4) Uso del combustible en reactor; aquí las varillas, denominadas “elementos combustibles”, se introducen en el reactor y pasan a formar parte del núcleo del mismo. El uranio presente en las varillas genera las fisiones que activan al reactor; 5° Reelaboración, en esta etapa se reelabora el combustible con el objetivo de separar el uranio que ha sido utilizado anteriormente con aquél que se encuentra aún utilizable y 6° Almacenamiento de residuos, el cual puede ser temporal o definitivo. Ver COMISIÓN CHILENA DE ENERGÍA NUCLEAR (s/f).

<sup>10</sup> ROTHWELL (2008) p. 7.

Si bien todas las aplicaciones de la energía nuclear indicadas están siendo desarrolladas en la actualidad en Chile, existe una que se configura como la más importante en nuestro contexto energético actual, la cual aún no ha sido objeto de desarrollo: la núcleo-electricidad, o generación de electricidad por medio de la energía nuclear. Precisamente con el objeto de proceder a asesorar al Ministerio de Minería en la “. . . evaluación de los estudios tendientes a la identificación de oportunidades, ventajas, desafíos y riesgos que involucraría el uso de la energía nuclear para la producción de electricidad en nuestro país . . .”, por medio del Decreto Supremo N° 49, de 13 de marzo de 2007, del Ministerio de Minería, se creó el Grupo de Trabajo en Núcleo-Electricidad, modificado por el Decreto Supremo N° 153, de 27 de julio de 2007, el cual, si bien no se pronunció en definitiva sobre la conveniencia de implementar plantas de generación de energía núcleo-eléctrica, sí dio argumentos tendientes a justificar tal opción<sup>11</sup>. Junto a dicho primer esfuerzo, la Comisión Nacional de Energía encargó la realización de diversos estudios tendientes a despejar las dudas existentes relativas a la viabilidad de la generación nuclear de energía eléctrica, opción que se vislumbraba entonces como posible en una fecha cercana al año 2020<sup>12</sup>.

b) *EVOLUCIÓN DEL RÉGIMEN NORMATIVO DE LAS SUSTANCIAS NUCLEARES.* — El artículo 3° del Código de Minería de 1932 incluía al torio y al uranio en el listado de sustancias concesibles, toda vez que en la época de sanción del Código no se conocían las aplicaciones que tales sustancias podían tener respecto a la energía nuclear, la cual todavía no había sido desarrollada<sup>13</sup>.

En 1947 y 1950 se presentaron dos proyectos de ley cuya finalidad fue modificar los arts. 3° y 4° del Código de Minería de 1932, con el objeto de eliminar del listado de sustancias concesibles el torio, el uranio y el radio, excluyendo en general de la mencionada concesibilidad “. . . cualquier sustancia fósil que contenga elementos capaces del producir energía a base de reacciones nucleares, como protoactinio, torio, uranio, radio y radión”, y asimismo declarar a los “minerales radioactivos” como sustancias reservadas al Estado. Posteriormente en el mismo año 1950 se presentó un proyecto elaborado por el profesor Julio Ruiz Bourgeois, que también excluía a las sustancias radioactivas del régimen de concesibilidad y las reservaba al Estado, previendo el deber de su venta al Estado en aquellos casos en que fueran extraídas por los concesionarios mineros, cuando el Servicio de Minas del Estado (actual Servicio Nacional de Geología y Minería, SERNAGEOMIN) determinara que el yacimiento contenía sustancias radioactivas. Esto sin perjuicio de que, en caso de considerarse que tales sustancias se encontraban en cantidad

<sup>11</sup> CAMPUSANO DROGUETT y GUTIÉRREZ (2008) p. 454.

<sup>12</sup> El más reciente trabajo al respecto es el Informe del Comité de Energía Nuclear de Potencia (diciembre de 2015), relativo a las posibilidades de avanzar en la generación núcleo-eléctrica en Chile. Ver COMITÉ DE ENERGÍA NUCLEAR DE POTENCIA (2015).

<sup>13</sup> FRANGINI y UGALDE (1986) p. 66.

suficiente, se autorizara la expropiación del yacimiento si tales sustancias no eran explotadas en forma adecuada a su relevancia por el concesionario.

En 1951 la Sociedad Nacional de Minería (SONAMI) presentó otro proyecto que liberalizaba las sustancias nucleares, eliminando la posibilidad de reservar las mismas al Estado, sometiendo solo la venta, tráfico y distribución al control estatal. En 1952 se presentó nuevamente otra iniciativa legal que volvía al sistema de reserva estatal y finalmente un último proyecto presentado volvía nuevamente a prohibir la reserva estatal, permitiendo sólo la declaración de utilidad pública de los yacimientos que tuvieran elementos radioactivos en cantidad industrialmente aprovechable, a efectos de su expropiación. Ninguna de las mencionadas iniciativas prosperó<sup>14</sup>.

Teniendo presente las iniciativas legislativas presentadas y considerando el alto valor estratégico de los minerales radiactivos, en 1952 se dictaron dos decretos supremos de gran relevancia en la materia, los cuales vinieron a otorgar protección legal a estas sustancias a la espera que el Congreso Nacional estableciera de forma definitiva el régimen jurídico a que estos minerales quedarían sujetos. El primero de ellos es el Decreto Supremo 379/1952, del Ministerio de Economía y Comercio, publicado en el Diario Oficial de 7 de mayo de 1952, que declaró como esenciales para el abastecimiento del país todos los minerales radioactivos. A tal efecto, dicho decreto supremo declaraba como esenciales para el abastecimiento del país todos los minerales radioactivos ubicados en terrenos de cualquier dominio, encomendando al Departamento de Minas y Petróleo la proposición al Ministerio de Economía y Comercio de las normas a que debería sujetarse la distribución de dichos productos<sup>15</sup>.

En su momento se criticó la vigencia de dicho decreto supremo, por haberse dictado en virtud del art. 5° de la ley 7747 de 1943, el cual facultaba al Presidente de la República a determinar por decreto fundado firmado por todos los Ministros de Estado, las mercaderías y materias primas que se consideraren esenciales para el abastecimiento del país, mientras durare el conflicto mundial existente en la época. Dicho conflicto mundial debía entenderse referido a la Segunda Guerra Mundial, por tanto, concluida esta, la facultad presidencial habría decaído. Sin perjuicio de ello, la Contraloría General de la República igualmente tomó razón del mismo considerando que se trataba de un decreto de insistencia —en concreto, de un decreto que había nacido insistido—<sup>16</sup>.

El segundo decreto que se dictó es el Decreto Supremo 430/1952, del Ministerio de Economía y Comercio, publicado en el Diario Oficial del 7 de mayo de 1952, por medio del cual se creó el Comité Coordinador de Estudios sobre Minerales Radiactivos, conformado por la Corporación de Fomento (CORFO), el Departamento de Minas y Petróleo, el Ministerio de Defensa y por la Caja

<sup>14</sup> ESCALA BALTRA (1965) pp. 85-86.

<sup>15</sup> ESCALA BALTRA (1965) p. 87; FRANGINI y UGALDE (1986) p. 66; MAFFEI FUENZALIDA (1963) p. 273.

<sup>16</sup> ESCALA BALTRA (1965) pp. 87-88.



de Crédito Minero, y cuyo fin era el coordinar los estudios sobre minerales radioactivos, comprendiendo la prospección, el desarrollo y la explotación minera de dichos minerales con miras a sus posibles aplicaciones técnicas e industriales; autorizar a las instituciones semifiscales que realicen trabajos relativos a minerales radioactivos para que proporcionen informaciones acerca de dichos trabajos, prohibiéndose ello sin la mencionada autorización; e intervenir en todo lo referente a la distribución, venta, tránsito o exportación de minerales radioactivos<sup>17</sup>.

Seguidamente, en 1955 se dictó el Decreto Supremo N° 457, de 27 de octubre, del Ministerio de Relaciones Exteriores, publicado en el Diario Oficial de fecha 14 de diciembre de 1955, por el que se creó el Comité Consultivo de Energía Atómica, órgano cuya finalidad fue asesorar al Ejecutivo en todo lo relacionado con la legislación y reglamentación que conviniera dictar respecto del aprovechamiento de la energía atómica con fines civiles y en especial para la creación de una Comisión Nacional de Energía Atómica; asesorar al Gobierno en la concertación de convenios internacionales relacionados con el desarrollo de la energía atómica en el país y con la prospección y explotación de los yacimientos de minerales radioactivos; y asesorar al Gobierno en la elaboración de un plan de prospección metódica de los yacimientos de minerales radioactivos de acuerdo con la ayuda externa que se ofreciera al país, entre otras funciones. Fruto de tal trabajo, el 20 de abril de 1956 se suscribió un convenio para la exploración conjunta de uranio, entre los gobiernos de Chile y Estados Unidos<sup>18</sup>.

En 1958 se dictó el decreto 306/1958 del Ministerio de Relaciones Exteriores, por medio del cual se creó el Comité Permanente para los Asuntos Interamericanos de Energía Atómica. Dicho acto administrativo nunca fue publicado en el Diario Oficial, no habiendo por tanto entrado en vigencia<sup>19</sup>.

Posteriormente, por medio del Decreto Supremo 432/1964, se creó la Comisión Nacional de Energía Atómica, antecesor de la actual CChEN.

La CChEN es un órgano administrativo personificado, que se relaciona con el gobierno a través del Ministerio de Energía, según dispuso la ley 20402, y es responsable del desarrollo de la ciencia y la tecnología nuclear del país, sin perjuicio de las atribuciones que, con carácter general, le competen al Ministerio de Energía, en tanto que máximo órgano energético nacional. La Comisión fue creada por la ley 16319, de 1965, sucediendo a la Comisión Nacional de Energía Atómica creada por medio del Decreto Supremo 432/1964, asignándole tal ley la función de “atender los problemas relacionados con la producción, adquisición, transferencia, transporte y uso pacífico de la

<sup>17</sup> ESCALA BALTRA (1965) p. 89; FRANGINI y UGALDE (1986) p. 66; MAFFEI FUENZALIDA (1963) p. 274.

<sup>18</sup> ESCALA BALTRA (1965) p. 89; MAFFEI FUENZALIDA (1963) pp. 275-276.

<sup>19</sup> MAFFEI FUENZALIDA (1963) p. 277.

energía nuclear, así como de los materiales fértiles fisionables y radiactivos” (art. 3°)<sup>20</sup>.

La CChEN tiene entregada la función de fomentar, realizar o investigar, según corresponda y con arreglo a la legislación vigente, la exploración, la explotación y el beneficio de *materiales atómicos naturales* (es decir, actualmente, el torio y el uranio, sin perjuicio de los demás que pueda en un futuro establecer la ley), el comercio de dichos materiales ya extraídos y de sus concentrados, derivados y compuestos, el acopio de *materiales de interés nuclear* (litio), y la producción y utilización, con fines pacíficos, de la energía nuclear en todas sus formas, tales como su aplicación a fines médicos, industriales o agrícolas y la generación de energía eléctrica y térmica (art. 3° d). Complementariamente, el art. 7° de la ley 16319 indica que la producción de energía nuclear con fines pacíficos sólo podrá realizarse por la CChEN por sí o por medio o en unión de terceros, o con su licencia previa<sup>21</sup>.

Junto a las funciones que le otorga la ley 16319, la ley 18302, de 1984, de Seguridad Nuclear, entrega a la CChEN la regulación, supervisión, control y fiscalización de todas las actividades relacionadas con los usos pacíficos de la energía nuclear y con otras instalaciones y las sustancias nucleares y materiales radiactivos que se utilicen en ellas, como de su transporte (arts. 1° y 2°).

La CChEN tiene también entregada la potestad de solicitar la separación, de los productos mineros, la parte de sustancias no concesibles –litio– que tengan presencia significativa en dichos productos, de acuerdo a lo dispuesto en el art. 9° del Código de Minería, así como la de ejercer el derecho de primera opción de compra de los productos mineros en los que el torio o el uranio tengan presencia significativa (art. 11 del CM).

Por otra parte, el art. 4°, letra j de la normativa orgánica del Ministerio de Energía y de la Comisión Nacional de Energía, decreto ley 2224/1978, en su redacción dada por la ley 20402, indica que la CChEN ha de informar favorablemente y de forma previa la suscripción de contratos especiales de operación respecto de *materiales atómicos naturales*. Estos contratos se regulan en el decreto ley 1557, publicado en el Diario Oficial del 30 de septiembre de 1976, si bien tal norma ha perdido vigencia en la medida que por materiales atómicos naturales se entienden el torio, el uranio, y otros que determine la ley, de acuerdo a lo indicado por la ley 16319. En efecto, en virtud de la liberalización de que fueron objeto tales materiales en la Ley Orgánica Constitucional de Concesiones Mineras (LOCCM, en su art. 3°), y en general todas las sustancias minerales, los mencionados contratos de operación dejaron de ser aplicables, ya que su objeto –la exploración, explotación y beneficio de materiales atómicos naturales– está en la actualidad sujeto al régimen general de concesiones mineras judiciales, sin perjuicio de que

<sup>20</sup> Sobre las atribuciones de la CChEN para producir y comercializar generadores que funcionen mediante molibdeno 99, véase Dictamen 30100/1999, de la Contraloría General de la República (CGR).

<sup>21</sup> Críticamente sobre esta facultad, véase CARRASCO QUIROGA (2008) p. 3 y CARRASCO QUIROGA (2013) p. 131.

en algún momento se declare alguna otra sustancia como no concesible y, a la vez, como material atómico natural, declaración que, por cierto, deberá operarse por medio de la LOCCM.

De igual manera a la que ocurre con el mineral de litio, el art. 5° de la ley por la que se creó la CChEN reservó para el Estado los yacimientos de materiales atómicos naturales que existían en terreno franco, o cubiertos por pertenencias mineras de sustancias comprendidas en los incisos segundo y siguientes del art. 3° del Código de Minería de 1932 (es decir, sustancias no metálicas y carbón, ambas concesibles), siempre que sobre los depósitos o en general sobre cualquier sustancia enumerada en el inciso primero del art. 3° citado no hubiere manifestación inscrita que estuviese vigente al 30 de junio de 1964, disponiéndose asimismo que para todo efecto legal, dichos materiales atómicos naturales se considerarían comprendidos entre las sustancias a que se refería el art. 4° del Código de Minería de 1932, es decir, como sustancias reservadas.

De acuerdo con el art. 7° de dicha ley, los derechos y funciones que correspondían al Estado respecto a la exploración y explotación de los yacimientos de uranio y demás materiales radioactivos y respecto de su utilización para producir energía nuclear u otros fines, sólo podrían efectuarse por la CChEN o por empresas del Estado. Ahora bien, aquellos materiales atómicos naturales producidos en yacimientos de particulares que no estuvieren sujetos a la reserva por contar con manifestación inscrita estuviese vigente al 30 de junio de 1964, no podrían ser vendidos ni ser objeto de ninguna clase de actos jurídicos, sino cuando estos se celebraren con la CChEN o con su autorización.

De lo expuesto se desprende que la reserva estatal se hizo de forma genérica respecto de los yacimientos de materiales atómicos naturales, cuya definición debía hacerse en un reglamento que fijaría las definiciones de materiales fértiles, fisionables, radioactivos y demás términos técnicos que tuvieran relación con la producción y aprovechamiento de la energía nuclear. Con fecha 21 de agosto de 1975 se publicó el decreto supremo 450/1975, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Reglamento de Términos Nucleares”, en el cual se definieron los materiales atómicos naturales como aquellos minerales radiactivos que contuvieran nucleídos fisionables o fértiles tales como el *uranio* y el *torio*.

Posteriormente, con fecha 30 de septiembre de 1976, se publicó en el Diario Oficial el decreto ley 1557, que fijó normas modificatorias y complementarias de la ley 16319, cuyo art. 37 b modificó el art. 2° de la ley 16319, dando rango legal a la definición de “materiales nucleares naturales” incluyendo al uranio, al torio y a cualquiera otro que determinara la ley. De acuerdo al art. 2° del DL en estudio, la exploración, explotación y beneficio, así como el comercio de los materiales atómicos naturales (uranio y torio), se podía realizar únicamente por la CChEN, por sí, o por medio o en unión de terceros, facultándose a la CChEN para celebrar, por sí o en representación del Estado, contratos de operación en cuya virtud el contratista se obligara a realizar una o más de las actividades correspondientes a las fases de exploración, explotación o beneficio de los materiales atómicos naturales (art. 4°).

Respecto de los materiales atómicos naturales no alcanzados por la reserva —es decir, aquellos situados en yacimientos con manifestación inscrita vigente al 30 de junio de 1964—, el art. 3° del DL 1557 autorizaba a toda persona a explorarlos, explotarlos y beneficiarlos libremente, previa licencia otorgada por la CChEN. Por su parte, el art. 37, g del DL 1557 modificó el art. 7° de la ley 16319, indicando que las funciones y atribuciones que la ley entregaba al Estado respecto de la exploración, explotación y beneficio de materiales atómicos naturales, del comercio de dichos materiales ya extraídos y sus concentrados, derivados y compuestos, y del acopio de materiales de interés nuclear, solamente podían ejercerse por la CChEN, eliminándose las atribuciones que la ley 16319 entregaba también a las empresas del Estado. El art. 37, h, modificó el art. 8° de la ley 16319 a fin de mejorar su redacción y adecuarlo al texto del DL 1557, manteniendo la necesidad de que cualesquiera actos jurídicos relativos a los materiales atómicos naturales que se requieran se realicen con la CChEN o con su autorización previa, si bien se añade la facultad de la Comisión de determinar la forma y condiciones en que se hará el uso de tal autorización.

Por medio del decreto ley 2886/1979, publicado en el Diario Oficial de fecha 14 de noviembre de 1979, se procedió a ratificar la reserva del uranio y del torio para el Estado (art. 5°), eliminando del art. 3° del Código de Minería de 1932 dichas sustancias y reemplazando el art. 4° del mismo cuerpo legal, donde se indicaba que el Estado se reservaba, entre otras sustancias, el uranio y el torio, en los términos establecidos en las leyes. Asimismo, se modificó el art. 8° de la ley 16319, manteniendo el régimen autorizatorio allí previsto, si bien se incluye de forma expresa al litio y se añade que, salvo por causa prevista en el acto de otorgamiento, la autorización regulada en el art. 8° citado no podría ser modificada o extinguida por la Comisión ni renunciada por el interesado.

### § 3. ACTUAL REGULACIÓN DE LAS SUSTANCIAS RADIOACTIVAS Y LA ENERGÍA NUCLEAR

Las sustancias radioactivas, por su propia relevancia, no están sujetas sólo a las disposiciones de la CPR, la LOCCM y el CM, en tanto que sustancias minerales, sino que, como ya se ha podido apreciar, están asimismo sometidas a otras disposiciones que regulan el uso de la energía que las mismas pueden generar, es decir, la energía atómica o nuclear. Así, es posible distinguir entre el régimen jurídico de la materia prima nuclear (es decir, de las sustancias radioactivas como el torio o el uranio) y del uso de la energía derivada de esta.

a) *RÉGIMEN DE LAS SUSTANCIAS RADIOACTIVAS, EN ESPECIAL DEL TORIO Y DEL URANIO.* — Tras la entrada en vigor de la LOCCM en 1983, debe entenderse derogada la reserva que existía a favor del Estado en relación con el uranio

y el torio y en general respecto a los materiales atómicos naturales, en tanto que todas dichas sustancias han pasado a ser consideradas como sustancias *concesibles*, según el art. 3° de la LOCCM<sup>22</sup>.

Sin perjuicio de lo anterior, el torio y el uranio no han sido completamente liberalizados, sino que su aprovechamiento se ha condicionado a que el Estado no ejerza el derecho de primera opción de compra que el art. 15 de la LOCCM consagra a su favor. Este derecho de opción de compra está previsto respecto de los productos minerales que la LOCCM declara de valor estratégico por contener determinadas sustancias en presencia significativa. Tal declaración consta en el mismo art. 15, que señala que son de valor estratégico los productos minerales en los que el torio o el uranio tengan presencia significativa. De forma que, en estricto rigor, el derecho de opción de compra no recae sobre el torio o el uranio, sino que recae sobre los productos mineros en los cuales el torio o el uranio tengan presencia significativa, productos que, precisamente por contar con tal presencia significativa, se consideran como “de valor estratégico”<sup>23</sup>.

A la luz del contexto normativo en que se dictó la LOCCM, consistente en la reserva de dichas sustancias a favor del Fisco, la argumentación precedente parecía justificada, ya que permitía a los privados acceder al aprovechamiento de estas sustancias en consonancia con el adecuado resguardo de los intereses de la seguridad nacional. Pero en la actualidad tal justificación se presenta como absolutamente descontextualizada, en tanto que el derecho de opción a favor del Estado no tiene el efecto pretendido en la LOCCM de abrir a la actividad privada la exploración y explotación de dichas sustancias, sino que muy por el contrario, aparece como un claro desincentivo a dicha iniciativa, contraviniéndose de esta forma los postulados más esenciales sobre los cuales se cimienta nuestro sistema económico. Lo anterior es más relevante aún en el contexto energético actual, en el que la necesidad de contar con dichas sustancias como materia prima para una eventual generación de energía nuclear es incompatible con el derecho del Estado de adquirirlas<sup>24</sup>.

En cuanto a la operatoria del derecho de opción, está regulada en el art. 10 del Código de Minería, por expresa remisión del art. 15 de la LOCCM. Aquel precepto dispone que dispone que el Estado, representado por la CChEN, tiene, al precio y modalidades habituales del mercado, el derecho de primera opción de compra de los productos mineros originados en explotaciones mineras desarrolladas en el país en los que el torio o el uranio

<sup>22</sup> FRANGINI y UGALDE (1986) p. 69.

<sup>23</sup> Se ha justificado la implementación de este derecho señalando que “La institución jurídica del derecho de primera opción de compra es, generalmente, el medio más eficaz para conciliar el desarrollo óptimo de dichos minerales y los imperativos de la seguridad nacional (. . .). Conjuntamente con la instauración de esta institución, se abre a la actividad privada la exploración y la explotación de estos recursos, quedando obligado el concesionario a ofrecer al Estado lo que produzca de estas sustancias en calidad de producto comerciable de acuerdo a prácticas habituales, el que tendrá la primera opción de compra, en las condiciones de precios y modalidades habituales del mercado de dichas sustancias”. PINERA (2002) p. 99.

<sup>24</sup> CARRASCO QUIROGA (2008) p. 3.

tengan presencia significativa, distinguiendo al efecto dos supuestos: si los productos mineros con valor estratégico *se obtienen esporádicamente* o *en forma habitual*.

Si los productos mineros con valor estratégico *se obtienen* esporádicamente, el productor deberá comunicar a la CChEN la obtención de tales productos, debiendo indicarse en tal comunicación la cantidad, calidad y demás características del producto, su precio de mercado y la forma, oportunidad y lugar de su entrega. La naturaleza jurídica de esta comunicación es la de una verdadera oferta de venta con plazo de espera, la cual obliga al oferente a no disponer del producto durante los tres meses siguientes a la fecha de su recepción. En caso de que la CChEN no esté de acuerdo con los términos de la oferta, dentro del mencionado plazo, la Comisión puede pedir al juez que, con citación del productor, designe un experto para que éste, como tercero, establezca el precio y las modalidades de la compraventa. La Comisión dispondrá de un mes, desde que el experto le comunique su resolución, para aceptar, en todo o parte, la oferta en los términos establecidos por el experto. Si no lo hace en ese plazo, caducará la oferta. De no realizarse la mencionada solicitud al Tribunal, la oferta caducará si no es aceptada dentro de dichos tres meses. En caso de no efectuarse tal solicitud al Tribunal, la CChEN puede aceptar o rechazar libremente la oferta, en todo o parte. Si la aceptare, indicará un plazo no mayor de dos meses contado desde la respectiva entrega de productos, en el cual pagará su precio.

Se ha señalado que consta en los trabajos preparatorios del Código de Minería que el experto no requiere de una “calificación especial” sino que basta con un especial conocimiento de la materia, de acuerdo a la definición obrante en el diccionario. En todo caso, se señala que la alusión al experto se utiliza en igual forma que en el art. 1809 del Código Civil, el cual permite su determinación por un tercero en el contrato de compraventa<sup>25</sup>. Sin embargo, tales constancias parecen contrapuestas, toda vez que el art. 1809 del CC no exige al tercero conocimiento especial alguno para poder determinar el precio de la venta.

Si estos productos se obtienen en forma habitual, su productor, a más tardar en septiembre de cada año, debe comunicar a la CChEN sus programas mensuales de producción estimados para el año calendario siguiente, a fin de que ésta pueda ejercer el derecho de primera opción de compra. La comunicación deberá contener la cantidad, calidad y demás características del producto, su precio de mercado y la forma, oportunidad y lugar de su entrega, tiene la naturaleza vista en el párrafo anterior, y obliga a no disponer del producto de cada mes hasta el último día del mes de su obtención. La CChEN puede aceptar o rechazar libremente la oferta, en todo o parte, pero si no lo hiciera en dicho plazo de espera, se entiende que la oferta caduca. Si la aceptare, el precio de cada entrega se pagará dentro de los dos

<sup>25</sup> OSSA BULNES (2007) p. 85.

meses siguientes a ella. En lo demás, se aplican las normas ya vistas para el supuesto de obtención esporádica.

El incumplimiento de las obligaciones de notificación mencionadas sujetará al productor al pago de una multa, a beneficio fiscal, hasta por el valor de mercado de los productos de que se trate. Si el incumplimiento consiste en que ellos se han enajenado a terceros dentro del plazo de espera se aplicará el monto máximo de la multa. La multa será aplicada administrativamente por la CChEN, y su resolución tendrá mérito ejecutivo. Contra ella podrá reclamarse ante la Corte de Apelaciones dentro del plazo de 10 días, contado desde su notificación, acompañando boleta de consignación a la orden de la Corte por el 10 % de la multa (*solve et repete*). La Corte dará traslado por seis días a la CChEN. Con su respuesta o en su rebeldía, la Corte oirá el dictamen de su Fiscal y luego se traerán los autos en relación. En lo demás, se procederá conforme a las reglas sobre la apelación de los incidentes. Desechada la reclamación, la suma consignada quedará a beneficio fiscal.

Efectuadas por el productor minero las notificaciones establecidas en el art. 10 en análisis sin que el Estado ejerza su opción, el producto minero de valor estratégico no queda entregado a la libre disposición del productor, debido a que el art. 8° de la ley 16319 exige que los materiales atómicos naturales y el litio extraídos, los concentrados, derivados y sus compuestos, no sean objeto de ninguna clase de actos jurídicos sino cuando ellos se ejecuten o celebren por la CChEN, con ésta o con su autorización previa, en este último caso bajo las condiciones por ella fijadas. Ahora bien, la restricción se relaciona con los materiales atómicos naturales y el litio extraídos, los concentrados, derivados y sus compuestos; por tanto, en la medida que sea posible la separación de dichas sustancias respecto del producto minero en el cual se encuentren, este último sí será de libre disposición por parte del productor minero.

b) *RÉGIMEN DEL USO DE LA ENERGÍA NUCLEAR*. — El régimen básico de la energía nuclear se encuentra contenido en las leyes 16319, que crea la Comisión Chilena de Energía Nuclear, y 18302, de 1984, publicada en el Diario Oficial del 2 de mayo del mismo año, de Seguridad Nuclear, sin perjuicio de la existencia de otras normas de carácter reglamentario dictadas por la CChEN. Asimismo, deben tenerse en cuenta los diversos tratados internacionales suscritos por Chile, y los reglamentos que sobre la materia dicta la Organización Internacional de Energía Atómica, organismo creado en 1957 al alero de la ONU, y al cual Chile pertenece desde 1960<sup>26</sup>.

Los acuerdos internacionales suscritos por el Estado de Chile en materia nuclear son los siguientes: *i*) Convención sobre seguridad nuclear (DS 272/1997); *ii*) el Tratado de no proliferación de armas nucleares (DS 797/1995);

<sup>26</sup> Véase el decreto 544/1960, relativo al Estatuto de la Organización Internacional de Energía Atómica, y el decreto 164/1988, relativo a los privilegios e inmunidades de dicho organismo.

*iii*) el Acuerdo con el Organismo Internacional de Energía Atómica para la aplicación de salvaguardias en relación con el Tratado para la proscripción de las armas nucleares en América Latina y el Caribe (Tratado de Tlatelolco) (DS 709/1984), su enmienda y su protocolo adicional, de 1994 y 2003 respectivamente (DS 132/1994 y DS 17/2004, respectivamente); *iv*) Convención de Viena sobre responsabilidad civil por daños nucleares, de 1963 (DS 18/1990) y el Protocolo Común relativo a la aplicación de las Convenciones de Viena y París, de 1989 (DS 1212/1993); *v*) la Convención sobre asistencia en caso de accidente nuclear o emergencia radiológica (DS 8/2005); *vi*) Convención sobre pronta notificación de accidentes nucleares (DS 381/2005); *vii*) Convención sobre la protección física de los materiales nucleares (DS 1121/1994).

En general, es posible señalar que el régimen jurídico de la energía nuclear no se encuentra publicado, a diferencia de lo que ocurre, por ejemplo, con la energía geotérmica, a cuyo aprovechamiento sólo se puede acceder por medio de un título concesional. En efecto, el régimen general que rige en materia nuclear es el autorizatorio: en concreto, autorizaciones de funcionamiento, sin perjuicio de que, como se indicará seguidamente, la autoridad administrativa conserve importantes facultades para la realización de todas las actividades relativas al ciclo nuclear.

La ley 16319 faculta a la CChEN para explorar, explotar y beneficiar materiales atómicos naturales, así como para comerciar dichos materiales ya extraídos y de sus concentrados, derivados y compuestos, acopiar materiales de interés nuclear, y producir y utilizar la energía nuclear en todas sus formas (art. 3º, d). Por otra parte, somete la producción de energía nuclear con fines pacíficos a un régimen autorizatorio, facultando a la CChEN a que efectúe tal producción por sí o por medio o en unión de terceros (art. 7º).

Debe apuntarse que, de considerarse que las actividades mencionadas son empresariales, estas quedan sujetas a lo establecido en la disposición transitoria cuarta de la CPR, debiendo entenderse que las reglas que autorizan la ejecución de actividades empresariales por la CChEN son de quórum calificado.

El artículo 20 de la misma ley exige de todo derecho, impuesto, contribución, gravamen o tasa la adquisición o enajenación, a cualquier título, de materiales de interés nuclear y sus concentrados, derivados y compuestos, en que sea parte la CChEN; la exportación de dichos materiales y productos que efectúe la CChEN, y los documentos de cualquiera naturaleza en que consten los actos o contratos mencionados precedentemente, o que sean necesarios para llevarlos a cabo.

Por su parte, la ley 18302 fija el régimen autorizatorio a que están sometidas todas las actividades relativas a la energía nuclear y las instalaciones nucleares, así como el régimen de fiscalización (arts. 20 a 32), sancionatorio (arts. 33 a 48) y de responsabilidad civil propio de las actividades nucleares (arts. 49 a 66). De acuerdo a dicha ley el emplazamiento, construcción, puesta en servicio, operación, cierre y desmantelamiento, en su caso, de las instalaciones, plantas, centros, laboratorios, establecimientos y equipos nucleares, así como el ingreso o tránsito por el territorio nacional, zona económica ex-



clusiva, mar presencial y espacio aéreo nacional de sustancias nucleares o materiales radiactivos, necesitarán una autorización emitida por la CChEN (art. 4°), la cual sólo habilitará para los actos, operaciones o instalaciones nucleares determinados en ella misma y a la persona o personas que la obtengan. La mencionada autorización no podrá revocarse, suspenderse ni modificarse, salvo por causa prevista en el acto de su otorgamiento o por incumplimiento de las condiciones y exigencias impuestas en ella, en la ley o en los reglamentos. Es importante destacar que la ley no establece plazos máximos de duración de la autorización respectiva, ni indica cuáles son los requisitos y exigencias técnicas que los solicitantes han de cumplir para poder obtener la autorización, apreciándose por tanto un amplio margen a la *discrecionalidad técnica*.

Este régimen autorizador es más estricto tratándose de *centrales nucleares de potencia*, plantas de enriquecimiento, plantas de reprocesamiento y de depósitos de almacenamiento permanente de desechos radiactivos, los cuales deberán ser autorizados por decreto supremo expedido por intermedio del Ministerio de Energía (art. 4°).

En materia autorizatoria debe tenerse en cuenta, asimismo, la Norma NCS-GG-02, de la CChEN, que establece los Procedimientos de Licenciamiento de Instalaciones Nucleares o Radiactivas de la Comisión Chilena de Energía Nuclear, dictada de acuerdo a lo establecido en el art. 67 de la ley 18302, en cuanto dispone que la Comisión Chilena de Energía Nuclear será el organismo encargado de dictar las normas referentes a las instalaciones radiactivas.

En general, las facultades entregadas a la CChEN para explorar, explotar y beneficiar sustancias atómicas naturales, así como el régimen autorizador previsto para que los privados puedan usar la energía —en especial el relativo a las plantas núcleo-eléctricas, que requiere el dictado de un decreto supremo—, han sido criticadas, las primeras, por aparecer abiertamente contrarias al art. 19 n° 21 y a la excepcionalidad del Estado en el desarrollo de actividades económicas, y el segundo, por engorroso y no descansar en un órgano independiente y con capacidades técnicas y científicas sobre procesos y seguridad<sup>27</sup>. En todo caso, es menester indicar que el someter la realización de actividades relacionadas con la energía nuclear a un sistema *autorizatorio* es un principio esencial en la normativa nuclear internacional<sup>28</sup>.

En fin, la CChEN está encargada de conocer y sancionar las infracciones de las normas legales y reglamentarias sobre la seguridad y protección nuclear y radiológica, así como el incumplimiento de las condiciones y exigencias de las autorizaciones otorgadas, pudiendo al efecto imponer multas a beneficio fiscal, de entre 10 y 10.000 UF, según la gravedad de la infracción o incumplimiento; suspender la autorización para cualquier actividad relacionada con la energía nuclear y los materiales nucleares hasta por un año; o revocar de

<sup>27</sup> CARRASCO QUIROGA (2008) p. 3; CAMPUSANO DROGUETT y GUTIÉRREZ (2008) p. 460.

<sup>28</sup> STOIBER *et al* (2003) pp. 7-8.

forma definitiva la autorización (arts. 33 y ss.; de especial consideración son los arts. 41 a 48, en cuanto establecen diversos tipos penales relacionados con la seguridad nuclear)<sup>29</sup>.

NORMAS CITADAS

- Constitución Política de la República de Chile, 2005.
- Ley 16319 (D.O. 23/10/1965). Creación de la Comisión Chilena de Energía Nuclear.
- Ley 18097 (D.O. 21/1/1982), sobre concesiones mineras.
- Ley 18248 (D.O. 14/10/1983). Código de Minería.
- Ley 18302 (D.O. 2/5/1984), de seguridad nuclear.
- Ley 20402 (D.O. 3/12/2009). Creación del Ministerio de Energía.
- Decreto ley 1557/1976 (D.O. 30/9/76). Modifica la ley orgánica de la Comisión Chilena de Energía Nuclear y dicta normas sobre contratos de operación.
- Decreto Supremo 709/1984 (D.O. 19/7/1984). Acuerdo con el Organismo Internacional de Energía Atómica para la aplicación de salvaguardias en relación con el Tratado para la proscripción de las armas nucleares en América Latina y el Caribe (Tratado de Tlatelolco).
- Decreto Supremo 18/1990 (D.O. 8/3/1990). Convención de Viena sobre responsabilidad civil por daños nucleares, de 1963.
- Decreto Supremo 1212/1993 (D.O. 3/1/1994). Protocolo Común relativo a la aplicación de las Convenciones de Viena y París, de 1989.
- Decreto Supremo 132/1994 (D.O. 26/4/1994). Enmienda al Tratado de Tlatelolco.
- Decreto Supremo 1121/1994 (D.O. 17/10/1994). Convención sobre la protección física de los materiales nucleares.
- Decreto Supremo 797/1995 (D.O. 25/9/1995). Tratado de no proliferación de armas nucleares.
- Decreto Supremo 272/1997, del 3/3/1997. Convención sobre seguridad nuclear.
- Decreto Supremo 17/2004 (D.O. 20/3/2004). Protocolo adicional del Tratado de Tlatelolco.
- Decreto Supremo 8/2005 (D.O. 12/4/2005). Convención sobre asistencia en caso de accidente nuclear o emergencia radiológica.
- Decreto Supremo 381/2005 (D.O. 25/4/2006). Convención sobre pronta notificación de accidentes nucleares.
- Decreto Supremo 49/2007 (D.O. 13/3/2007). Se crea el Grupo de trabajo en nucleoelectricidad.

<sup>29</sup> Respecto a la facultad de imponer sanciones por infracciones de las normas legales y reglamentarias sobre seguridad y protección nuclear y radiológica, véase el dictamen 7324/2005.

## BIBLIOGRAFÍA CITADA

- CAMPUSANO DROGUETT, Raúl y GUTIÉRREZ, Daniela (2008): “Energía nuclear en Chile: elementos para el debate”, en *Actualidad Jurídica*, n°17: pp. 453-464.
- CARRASCO QUIROGA, Edesio (2008): “La regulación de la energía nuclear y propuestas para su liberalización”, en *La Semana Jurídica*, n° 379: p. 3.
- CARRASCO QUIROGA, Edesio (2013): *Régimen jurídico de la energía nuclear en Chile* (Santiago, Legal Publishing).
- COMISIÓN CHILENA DE ENERGÍA NUCLEAR (s/f): *Ciclo del combustible nuclear*, en: [http://www.cchen.cl/index.php?option=com\\_content&view=category&id=357&Itemid=149](http://www.cchen.cl/index.php?option=com_content&view=category&id=357&Itemid=149) (último acceso: 3/4/2016).
- COMITÉ DE ENERGÍA NUCLEAR DE POTENCIA (2015): *Generación núcleo eléctrica en Chile. Hacia una decisión racional*, en: [http://dataset.cne.cl/Energia\\_Abierta/Estudios/Minerg/14.Generaci%C3%B3n%20Nucleoelectrica%20en%20Chile.%20Hacia%20una%20decisi%C3%B3n%20racional.pdf](http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Estudios/Minerg/14.Generaci%C3%B3n%20Nucleoelectrica%20en%20Chile.%20Hacia%20una%20decisi%C3%B3n%20racional.pdf) (último acceso: 12/2/2016).
- ESCALA BALTRA, Enrique (1965): *El dominio del Estado sobre las minas* (Santiago, Ed. Jurídica de Chile).
- FRANCOZ RIGALT, Antonio (1988): *Los principios y las instituciones relativas al derecho de la energía nuclear. La política nuclear* (México, Universidad Nacional Autónoma).
- FRANGINI, Luis y UGALDE, Marcela (1986): “Evolución del tratamiento jurídico de los materiales atómicos y del litio”, *Nucleotécnica*, año 6, n° 11: pp. 65-70.
- GLASSTONE, Samuel y SESONSKE, Alex (1990): *Ingeniería de reactores nucleares* (Madrid, Reverte).
- MAFFEI FUENZALIDA, José (1963): *La energía nuclear ante el Derecho* (Santiago, Ed. Jurídica de Chile).
- MANGONE, Gisela y MOLINA, Lucila (2015): “Un acercamiento a la legislación nacional en materia de energía nucleoelectrónica”, *RADEHM*, n° 4: pp. 117-134.
- NUCLEOELECTRIC WORKING GROUP (2008): *The Nucleoelectric Option in Chile* (Santiago, Revised Edition).
- PIÑERA ECHEÑIQUE, José (2002): *Fundamentos de la Ley Constitucional Minera* (Santiago, Sociedad Nacional de Minería).
- ROTHWELL, Geoffrey (2008): *¿Energía nuclear en Chile?: los costos y beneficios de la opción de construir una central nuclear en 2020* (Santiago, CEP).
- STOIBER, Carlton; BAER, Alec; PELZER, Norbert y TONHAUSER, Wolfram (2003): *Handbook on Nuclear Law* (Viena, International Atomic Energy Agency).
- VERGARA BLANCO, Alejandro (2010): *Instituciones de derecho minero* (Santiago, Abeledo Perrot).
- VERGARA BLANCO, Alejandro (2015): “Títulos habilitantes para la explotación o aprovechamiento particular de los recursos naturales en Chile”, en: *Revista Iberoamericana de Derecho Administrativo y Regulación Económica*, n° 14 (Buenos Aires, IJ Editores), disponible en: <http://www.ijeditores.com.ar/pop.php?option=publicacion&idpublicacion=46&idediccion=589> (último acceso: 3/4/2016).

## JURISPRUDENCIA ADMINISTRATIVA CITADA

- Dictamen 30100/1999, de la Contraloría General de la República.
- Dictamen 7324/2005, de la Contaduría General de la República.

## LA IMPORTANCIA DE LAS CENTRALES NUCLEARES PARA MITIGAR EL CALENTAMIENTO GLOBAL

### THE IMPORTANCE OF NUCLEAR POWER PLANTS TO MITIGATE GLOBAL WARMING\*

Por GISELA MANGONE\*\* y LUCIANA POTA\*\*\*

*Resumen:* En función de la preocupación, a nivel mundial, respecto del cambio climático y la reducción de emisión de gases que provocan el efecto invernadero, analizaremos el aporte que pueden efectuar las centrales nucleares.

*Palabras clave:* Energía nucleoelectrónica, cambio climático, calentamiento global.

*Abstract:* The objective of this paper is to analyze the benefits of nuclear power plants in order to help reducing global warming.

*Key Words:* Nuclear power, climate change, global warming.

#### § 1. INTRODUCCIÓN

En razón de la preocupación mundial respecto al cambio climático y la reducción de emisión de gases que provocan el efecto invernadero, y como consecuencia de la celebración de la Vigésima Primera Conferencia de las partes, conocida como COP 21, efectuada en París, que tiene por objeto acelerar la mitigación del cambio climático, con el presente trabajo trataremos de analizar algunos de los beneficios de la utilización de la energía nuclear para disminuir el efecto del calentamiento global.

\* Recibido: 30/12/2015. Aceptado: 3/3/2016.

\*\* Abogada (Universidad de Buenos Aires, 2007). Cursó la Maestría en Derecho Administrativo (Universidad Austral, 2013). Participante de la World Nuclear University (WNA, 2010). Jefa del Departamento de Sumarios Administrativos e Informaciones Sumarias de la Gerencia de Asuntos Jurídicos de la CNEA. Correo electrónico: [mangone@cnea.gov.ar](mailto:mangone@cnea.gov.ar).

\*\*\* Abogada (Universidad de Buenos Aires, 2008). Especialista en Derecho del Trabajo y la Seguridad Social (Pontificia Universidad Católica Argentina, 2012). Participante de la School of Nuclear Energy Management (ICTP – IAEA, 2010). Jefa de la división de Juicios Laborales de la Gerencia de Asuntos Jurídicos de la CNEA. Correo electrónico: [pota@cnea.gov.ar](mailto:pota@cnea.gov.ar).

Con este objetivo en miras, se seguirá el siguiente curso de acción: en primer lugar, abordaremos someramente las conclusiones arribadas en la Vigésima Primera Conferencia de las Partes sobre cambio climático; luego, haremos mención a los beneficios de la utilización de la energía nuclear para mitigar el calentamiento global; en tercer lugar, mencionaremos algunas contribuciones efectuadas por diversos países para la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero; finalmente, hablaremos sobre el plan nacional para el cambio climático.

## § 2. VIGÉSIMA PRIMERA CONFERENCIA DE LAS PARTES (COP<sup>1</sup> 21) SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO

En la celebración de la Vigésima Primera Conferencia de las Partes (COP 21) sobre Cambio Climático, que tuvo lugar en París, Francia, entre el 30 de noviembre y 11 de diciembre de 2015, en el marco de la Convención Marco sobre el Cambio Climático<sup>2</sup>, se concluyó que como el cambio climático representa una amenaza apremiante cuyos efectos serán potencialmente irreversibles para las sociedades humanas y el planeta, se exige la cooperación más amplia de todos los países y su participación en una respuesta internacional efectiva y apropiada, con la finalidad de acelerar la reducción de las emisiones mundiales de efecto invernadero.

En función de ello, los países que la integran han convenido en el “Acuerdo de París” que se debe mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2° C respecto a los niveles preindustriales, lo que supone contribuciones a niveles nacionales.

Es decir que el beneficio principal del Acuerdo de París, suscripto por 196 países, es sentar las bases para establecer una coordinación a nivel global para enfrentar el calentamiento global.

El fundamento por el cual se han llevado a cabo las reuniones y se ha celebrado el Acuerdo, que obliga a los Estados Parte a informar y realizar contribuciones a nivel nacional para dar respuesta al cambio climático, viene de la mano de las manifestaciones ya efectuadas por los expertos en energía, que esperan que la demanda de esta aumente de manera considerable para el año 2050. Entonces, es importante la adopción de medidas que contribuyan a la reducción del Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), gas de efecto invernadero que podría generar un aumento promedio de la temperatura de 3° C o más por encima de los niveles preindustriales.

Sin perjuicio de la referencia puntual al Acuerdo de París, toda vez que es el que resulta novedoso, no debemos dejar de mencionar que la preocupa-

<sup>1</sup> La COP es la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y la Conferencia de las Partes en calidad de Reunión de las Partes en el Protocolo de Kyoto.

<sup>2</sup> Ver NACIONES UNIDAS (1992). El objetivo principal de la Convención es impedir la interferencia peligrosa del hombre en el sistema climático. Procura estabilizar los niveles de emisión de gases de efecto invernadero.

ción por el cambio climático se viene desarrollando desde 1979, en donde se celebró la primera Conferencia Mundial sobre el Clima; en 1990 se determina la necesidad de contar con un tratado a nivel mundial sobre el cambio climático, el que se celebra en la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro del año 1992, y desde allí en adelante, se han celebrado numerosas Conferencias de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (conocidas como Conferencias de las Partes, COP), la primera en Berlín (1995) y luego en Ginebra (1996), Kioto (1997), Buenos Aires (1998), Bonn (1999), La Haya (2000), Bonn (2001), Marrakech (2001), Nueva Delhi (2002), Milán (2003), Buenos Aires (2004), Montreal (2005), Nairobi (2006), Bali (2007), Poznan (2008), Copenhague (2009), Cancún (2010), Durban (2011), Qatar (2012), Varsovia (2013), Lima (2014) y París (2015).

### § 3. EL PAPEL DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN LA MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO

a) *QUÉ ES LA ENERGÍA NUCLEAR.* — Como primera medida, efectuaremos una breve reseña del nacimiento de la energía nuclear, así como de sus conceptos básicos<sup>3</sup>.

La energía nuclear hace su primera aparición durante los años 1920 y 1930, cuando especialistas físicos y químicos de Europa y Estados Unidos comenzaron a desmembrar la estructura de los elementos del núcleo y sus partículas subatómicas. El 6 de enero de 1939 Otto Hahn y Fritz Strassman informaron que habían podido dividir el átomo de uranio en dos o más elementos ligeros. Allí fue descubierto un nuevo tipo de reacción nuclear: la fisión.

Su colega australiana Lise Meitner advirtió que la fisión del núcleo de uranio podría liberar energía. Por su parte, Leo Szilard notó que la reacción auto sustentada de la fisión era posible.

En mayo de 1939 Jean e Irene Joliot-Curie, Hans Halban y Leo Kowarski repitieron los experimentos ya llevados a cabo tanto para la producción de energía nuclear como para explosivos nucleares.

Con la Segunda Guerra Mundial llevándose a cabo, Albert Einstein, quien había emigrado a Estados Unidos, escribió una advertencia al entonces presidente de dicho país, Franklin Roosevelt, informándole que Alemania se encontraba tratando de enriquecer uranio, por lo que aconsejaba que Estados Unidos hiciera lo propio de manera urgente para poder armarse con armas nucleares antes que Alemania pudiera hacerlo.

<sup>3</sup> Para una mayor profundización, y sin ánimo de ser una lista exhaustiva, se sugiere al lector la siguiente bibliografía: FISCHER (1994); SIN AUTOR (2014); EISENHOWER (1953); STOIBER *et al.* (2003) y STOIBER *et al.* (2010), así como la consulta a las siguientes páginas de Internet: [www.iaea.org](http://www.iaea.org); [www.cnea.gov.ar](http://www.cnea.gov.ar); [www.na-sa.com.ar](http://www.na-sa.com.ar).

En este contexto internacional, el 6 de agosto de 1945 se conoció la potencia de la fisión del átomo por un hecho dramático que conmovió a todo el mundo, es decir los bombardeos a Hiroshima y Nagasaki.

Finalizada la contienda mundial, en diciembre de 1953, el presidente de los Estados Unidos, Dwight D. Eisenhower, presentó su propuesta “Átomos por la paz” en la octava sesión de la Asamblea General de Naciones Unidas y solicitó que se estableciera una organización internacional para dar a conocer la tecnología nuclear con fines pacíficos que al mismo tiempo evitara el desarrollo de la capacidad armamentística de otros países. Su propuesta tuvo como resultado el establecimiento en 1957 del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), encargado de la doble responsabilidad de promover y controlar la energía nuclear.

b) *CUÁL ES LA FORMA EN QUE LA ENERGÍA NUCLEOELÉCTRICA PUEDE COLABORAR A LA REDUCCIÓN DE LA EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO.* — Para responder a esta pregunta, primero debemos tener claro que el calentamiento global que estamos viviendo en la actualidad “no tiene precedentes en los últimos diez años. La mayor parte se viene observando a lo largo de la última mitad del siglo XX y es atribuido al aumento de la concentración de los gases de efecto invernadero, fundamentalmente el CO<sub>2</sub>, proveniente de la utilización del petróleo, del gas y del carbón”<sup>4</sup>.

Entonces, observamos que, tal como opinan los expertos en materia nuclear, si consideramos el desarrollo sustentable, la energía nuclear provee energía segura y reduce los daños al ecosistema y el impacto en la salud humana<sup>5</sup>. Es decir que “La próxima generación de centrales nucleares tendrá la capacidad de desempeñar un papel transformador al suministrar energía limpia a la escala masiva que se requerirá para alcanzar las nuevas metas relativas al clima. El uso de los actuales desechos nucleares como combustibles, unido a la capacidad de extraer uranio del agua del mar o de pasar a un ciclo de combustible de torio, que es un mineral muy abundante, garantiza un suministro prácticamente inagotable de material fisionable para atender las necesidades de electricidad de toda la población del planeta casi para siempre, al tiempo que eliminará prácticamente la acumulación de desechos radiactivos de período largo. Los diseños de reactores avanzados de seguridad pasiva, como los reactores de sales fundidas o los reactores de modulares pequeños, prometen una mejora espectacular de los aspectos económicos de la energía nuclear al reducir al mínimo la necesidad de disponer de sistemas de seguridad onerosos y complejos que requieren las centrales nucleares de nuestros días”<sup>6</sup>.

<sup>4</sup> FORO DE LA INDUSTRIA NUCLEAR ESPAÑOLA (s/f) p. 1.

<sup>5</sup> Conf. KOLLAR (2015), donde se reseñan las palabras del subdirector general de la Organización Internacional de la Energía Atómica, Mikhail CHUDAKOV: “When considered in the broader context of sustainable development, nuclear power enhances energy security and reduces damage to ecosystems and impact on human health”.

<sup>6</sup> STONE (2015) p. 22.

Así, podemos decir que la energía nucleoelectrica permite generar electricidad con un mínimo de emisiones de carbono<sup>7</sup>, por lo que debería ser considerada como una fuente de energía sustentable.

En razón de todo ello, entendemos que una de las funciones del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) es generar conciencia mundial en función de la energía nuclear en relación con el cambio climático, fundamentalmente, intentando que se valore la importancia del uso de esta energía para la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero.

Resulta útil agregar –a modo de ejemplo– algunos países que han incluido la opción nuclear específicamente en sus planes nacionales, a saber: China, India, Japón, Argentina, Turquía, Jordania y Nigeria<sup>8</sup>.

En el caso del Reino Unido, tiene proyectado de aquí a 2050 una reducción en la emisión de gases del 80 %, utilizando la energía nuclear como uno de los caminos para lograr dicho objetivo.

Asimismo, Francia tiene la cuarta tasa más baja de emisión de dióxido de carbono por PBI entre los países miembros de la Organización de la Cooperación de Desarrollo Económico (OCDE) y esto es gracias a su flota de centrales nucleares<sup>9</sup>.

España, por su parte, cuenta con generación de energía nucleoelectrica, lo que permite ahorrar aproximadamente de 50 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

Finalmente, y a modo de pequeña conclusión en este acápite, es dable mencionar las palabras del Director General de la OIEA: “La energía nucleoelectrica es, junto a la eólica y la hidroelectrica, una de las tecnologías que permiten generar electricidad con menos emisiones de carbono (. . .) el uso de la energía nucleoelectrica ya ha evitado la emisión de liberación de unas 56 gigatoneladas de dióxido de carbono desde 1971, lo que equivale a dos años de emisiones mundiales a las tasas actuales”<sup>10</sup>.

#### § 4. EL CASO ARGENTINO. LA ESTRATEGIA NACIONAL DEL CAMBIO CLIMÁTICO

a) *MARCO REGULATORIO DEL SECTOR NUCLEAR*. — El desarrollo de las actividades relacionadas con la energía nuclear en el país fue, desde sus inicios a finales de los años 40, concentrado y liderado por el Estado Nacional.

<sup>7</sup> AMANO (2015) p. 1.

<sup>8</sup> Conf. GASPAR (2015b): “Will countries be able to offset their emissions under the Agreement? Some countries have specifically included nuclear in their mitigation portfolios: China, India, Japan, Argentina, Turkey, Jordan and Niger. Many countries were non-specific about which technologies they would use and simply indicated low-carbon or used similar terms. Countries are free to specify any technology, including nuclear, to reduce their emissions in future updates of their Intended Nationally Determined Contributions (INDCs)”.

<sup>9</sup> Conf. GASPAR (2015b) p. 2.

<sup>10</sup> AMANO (2015) p. 1.



Las actividades relacionadas con la energía nuclear fueron organizadas formalmente en 1950 con la creación de la Comisión Nacional de Energía Atómica mediante el dictado del decreto 10396, quedando de esta manera plasmada la decisión de posicionar a la Argentina como un país de avanzada en materia nuclear. Precisamente, tal como se explicaba en los considerandos de dicho decreto, nuestro Estado no podía desconocer el progreso de las investigaciones relacionadas con la energía atómica ya que sus aplicaciones prácticas podían determinar el porvenir. Ya allí se resaltaban los beneficios de su utilización en la salud pública y en la posibilidad de reemplazar a las formas corrientes de energía, lo que podría alterar el equilibrio económico y social del país. Es necesario mencionar aquí que en esa época no se tenía conciencia –a nivel mundial– de los efectos que podrían producir las actividades realizadas por el hombre en el ambiente, motivo suficiente para que dicha causal no estuviera plasmada en el decreto de creación de la CNEA<sup>11</sup>.

En 1997 se sanciona la Ley Nacional de Actividad Nuclear, 24804, y uno de sus objetivos, si no el fundamental, fue ratificar la jurisdicción estatal sobre los distintos aspectos de la actividad nuclear. En este sentido dispuso que el Estado Nacional ejercerá las funciones de investigación y desarrollo a través de la CNEA y las de regulación y fiscalización de la actividad nuclear a través de la Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN), entidad sucesora del ENREN.

En consonancia con el proceso de reforma del Estado iniciado en la década de 1990, declara sujeta a privatización la actividad nucleoelectrica desarrollada por Nucleoelectrica Argentina Sociedad Anónima (NA-SA)<sup>12</sup>. Sin perjuicio de ello, este proceso de privatización no se materializó, permaneciendo este recurso estratégico de desarrollo económico en manos del Estado a través de NA-SA.

La CNEA es, por imperio normativo, el organismo responsable de la aplicación del Régimen de Gestión de Residuos Radiactivos (ley 25018) y de la Convención Internacional Conjunta sobre la Seguridad en la Gestión

<sup>11</sup> Actualmente la actividad nuclear se encuentra regida por la ley 24804 y su decreto reglamentario, así como por numerosas leyes y tratados internacionales vigentes en la materia.

<sup>12</sup> Por el decreto 1540/1994, se dispuso que todas las actividades relacionadas con la generación nucleoelectrica desarrollada por la CNEA, en sus distintos aspectos (construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento) se trasladen al sector privado, como aconteciera con la privatización de toda la energía de origen térmico e hidroeléctrico de mayor significación. Mientras ello se ejecutara, se asignó el desarrollo a una Sociedad Anónima de propiedad del Estado Nacional, Nucleoelectrica Argentina Sociedad Anónima (NA-SA) en la órbita del Ministerio de Economía, perteneciendo el 99% del paquete accionario al Estado Nacional, hasta tanto la misma sea privatizada, estableciéndose la transferencia a NA-SA de todos los activos y contratos de titularidad de CNEA vinculados al desarrollo de la actividad de generación nucleoelectrica, así como los correspondientes a la Central Atucha II en construcción. El objeto principal de NA-SA es el desarrollo de la actividad de generación nucleoelectrica vinculada a la Central Nuclear Atucha I, a la Central Nuclear Embalse Río Tercero y la de construcción, puesta en marcha y operación de la Central Nuclear Atucha II.

de los Combustibles Gastados y la Seguridad en la Gestión de los Residuos Radiactivos, refrendada por la ley 25279.

Por otra parte, en relación a los sujetos que pueden realizar actividades nucleares de índole productiva, y de investigación y desarrollo que pueda ser organizada comercialmente, la ley 24804 dispone que son tanto el Estado Nacional como el sector privado.

Sin perjuicio de ello, la regulación y fiscalización de la actividad nuclear se encuentra sujeta a jurisdicción nacional, a través de la ARN.

En función de lo requerido en la legislación vigente, quien desarrolle actividades nucleares deberá ajustarse a las regulaciones<sup>13</sup> que imparta la Autoridad Regulatoria Nuclear y solicitar el otorgamiento de la licencia, permiso o autorización que lo habilite para su ejercicio; además deberá cumplir las obligaciones en materia de salvaguardias y no proliferación que haya suscripto o suscriba en el futuro la Argentina; asumir la responsabilidad civil que para explotador de una instalación nuclear determina la Convención de Viena sobre Responsabilidad Civil por Daños Nucleares, ratificada por la ley 17048<sup>14</sup>. En el caso de explotadores de centrales de generación nucleoelectrónica, estos deberán aportar a un fondo para retiro de servicio de centrales nucleares<sup>15</sup>.

Además, todo nuevo emplazamiento de una instalación nuclear relevante debe contar con la licencia de construcción que autorice su localización, otorgada por la Autoridad Regulatoria Nuclear con la aprobación del Estado provincial donde se proyecte su instalación.

De esta manera, la ley 24804 y su decreto reglamentario, junto con las disposiciones no derogadas del decreto ley 22498/1956, delimitan el marco legal nacional específico dentro del cual la CNEA desarrolla sus actividades en la actualidad.

Como parte del Estado federal, la Comisión Nacional de Energía Atómica depende actualmente de la Subsecretaría de Energía Nuclear del Ministerio de Energía y Minería.

<sup>13</sup> Con relación al régimen regulatorio, la ARN basó sus normas regulatorias en las recomendaciones de diversos organismos internacionales, en particular la Comisión Internacional de Protección Radiológica (ICRP, por sus siglas en inglés). Tomando como fundamento científico los estudios realizados por el Comité Científico de las Naciones Unidas para el Estudio de los Efectos de la Radiación (UNSCEAR), entre otros, los organismos del sistema competente de Naciones Unidas formulan las normas internacionales como las normas básicas de seguridad para la protección contra la radiación ionizante y para la seguridad de las fuentes de radiación, actualmente copatrocinadas por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), la Organización Mundial de la Salud (OMS), la Organización Panamericana de la Salud (PAHO), la Organización Internacional del Trabajo (OIT), la Agencia de Energía Nuclear de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (NEA/OECD) y la Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO).

<sup>14</sup> Es dable aclarar aquí que NASA se encuentra comprendida dentro de los sujetos no obligados a contratar un seguro o garantía financiera que cubra la responsabilidad civil por daño nuclear (artículo 8º, inc. c del decreto 1390/1998).

<sup>15</sup> La forma de constitución, administración y contralor del fondo para retiro de servicio de centrales nucleares será determinada por el Poder Ejecutivo Nacional.

En lo que hace a las actividades de investigación y desarrollo llevadas a cabo por la institución, se desarrollan en torno a cuatro grandes ejes temáticos: energía nuclear, aplicaciones nucleares, seguridad nuclear y ambiente, e investigación y aplicaciones no nucleares.

b) *LOS PRINCIPALES TRATADOS INTERNACIONALES QUE RIGEN LA MATERIA.* — Desde 1966 a la actualidad, la Argentina ha suscripto numerosos tratados internacionales relacionados con la energía nuclear. Entre los principales, podemos encontrar:

a) Convención de Viena sobre Responsabilidad Civil por Daños Nucleares, aprobada por la ley 17048 de 1966, modificada y complementada por un Protocolo y una Convención Suplementaria, aprobados por la ley 25313 de 2000.

b) Convenio sobre Prevención de la Contaminación del Mar por Vertimiento de Desechos y otras Materias, aprobado por la ley 21947 de 1979.

c) Convenio Relativo a la Responsabilidad Civil en la Esfera del Transporte Marítimo de Materiales Nucleares, aprobado por la ley 22455 de 1981.

d) Tratado sobre Proscripción de Ensayos con Armas Nucleares y otras Armas de Destrucción en Masa en los Fondos Marinos y Oceánicos y su Subsuelo, aprobado por la ley 22507 de 1981.

e) Tratado sobre Proscripción de Ensayos con Armas Nucleares en la Atmósfera, en el Espacio Exterior y en Aguas Submarinas, aprobado por la ley 23340 de 1987.

f) Convención sobre la Protección Física de los Materiales Nucleares, aprobado por la ley 23620 de 1988.

g) Convención sobre Pronta Notificación de Accidentes Nucleares y Convención sobre Asistencia en caso de Accidente Nuclear o Emergencia Radiológica, aprobadas por la ley 23731 de 1989.

h) Tratado para la Proscripción de las Armas Nucleares en la América latina y El Caribe (Tratado de Tlatelolco), aprobado por la ley 24272 de 1993.

i) Tratado sobre la No Proliferación de las Armas Nucleares (TNP), aprobado por la ley 24448 de 1995.

j) Convención sobre Seguridad Nuclear, aprobada por la ley 24776 de 1997.

k) Tratado de Prohibición Completa de los Ensayos Nucleares, aprobado por la ley 25022 de 1998.

l) Convención Conjunta sobre Seguridad en la Gestión del Combustible Gastado y sobre Seguridad en la Gestión de Desechos Radiactivos, aprobada por la ley 25279 de 2000.

m) Acuerdo sobre la realización de actividades relacionadas con las instalaciones de vigilancia internacional al servicio del Tratado de Prohibición de los Ensayos Nucleares, aprobado por la ley 25837 de 2004.

n) Acuerdo de cooperación para la promoción de la ciencia y la tecnología nucleares en América Latina y el Caribe, aprobado por la ley 25842 de 2004.

ñ) Enmienda de la Convención sobre la Protección Física de los Materiales Nucleares, aprobada por la ley 26640 de 2010.

o) Convenio Internacional para la Represión de los Actos de Terrorismo Nuclear, aprobado por la ley 26976 de 2014.

c) *LA REACTIVACIÓN DEL PLAN NUCLEAR.* — En razón de ello, y observando la reactivación del plan nuclear en 2006, es entonces cuando se incorporan, además de todos los ya enumerados anteriormente, fundamentos ambientales para determinar la importancia de la generación de energía nucleoelectrica en el país, es decir el desafío de continuar generando energía eléctrica intentando no influir en el calentamiento global del planeta. En este marco, se estableció un programa para el corto y mediano plazo sobre la base de dos ejes principales: la consolidación de la opción nuclear como fuente de generación eléctrica y la ampliación del desarrollo de las aplicaciones de la tecnología nuclear a la salud pública, el agro y la industria.

Los principales objetivos del Plan Nuclear los constituyen los proyectos nucleoelectricos finalización y puesta en marcha de Atucha II, extensión de vida de la Central Embalse, construcción y puesta en marcha del Reactor Prototipo CAREM 25, la reactivación de la planta industrial de agua pesada, la reactivación de la prospección y explotación minera del uranio, el desarrollo de nuevas tecnologías aplicadas al enriquecimiento de uranio y fabricación de combustibles nucleares, el desarrollo y expansión de la tecnología nuclear aplicada a la medicina y a la industria, al desarrollo de nuevos reactores de investigación y producción de radioisótopos, el desarrollo del conocimiento científico y la formación de recursos humanos altamente calificados.

En 2009, mediante el dictado de la ley 26566 se declara de interés nacional las actividades de diseño, construcción, licenciamiento, adquisición de bienes y servicios, montaje, puesta en marcha, marcha de prueba, recepción y puesta en servicio comercial de una cuarta central de uno o dos módulos de energía de fuente nuclear a construirse en la República Argentina y todos los actos necesarios que permitan concretar la extensión de vida de la Central Nuclear Embalse, encomendando a NA-SA su materialización.

Actualmente, la generación de energía nucleoelectrica aporta al Sistema Eléctrico Nacional 1755 MW, distribuidos de la siguiente manera: Central Nuclear Juan Domingo Perón: 362 MW; Central Nuclear Néstor Kirchner: 745 MW; Central Nuclear Embalse: 648 MW.

## § 5. CONCLUSIONES

En razón de todo lo dicho hasta ahora, y en función de las conclusiones a las que se arribara en la COP 21, ya hay numerosos países que han optado por incorporar y/o incrementar el uso de la energía nucleoelectrica en sus países para —entre otros motivos— colaborar con la reducción de emisión de gases de efecto invernadero, ya que las emisiones directas de gases de efecto

invernadero de las centrales nucleares son insignificantes, por lo que resulta ser una opción a la hora de mitigar los efectos del cambio climático de la manera más eficaz posible en función de los costos<sup>16</sup>.

En este contexto, y de conformidad con el Acuerdo arribado por los Estados Parte en París el pasado diciembre, es esperable que en el futuro cercano, todos los países que han asistido a la Conferencia presenten sus documentos de ratificación o aprobación al Acuerdo, conjuntamente con sus propuestas de primeras contribuciones determinadas a nivel nacional, en donde esperamos que la opción nuclear sea considerada en numerosas propuestas, ya que “si no se adoptan medidas para reducir las emisiones, las de CO<sub>2</sub> procedentes de la energía habrán llegado casi a duplicarse en el mismo período. Unos niveles más altos de este gas de invernadero en la atmósfera podrían dar lugar a un aumento del promedio de las temperaturas mundiales de 3° C o más por encima de los niveles preindustriales, lo que podría provocar la peligrosa interferencia antropogénica<sup>17</sup> con el clima que la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático trata de impedir”.

En razón de ello, y en lo que hace al desarrollo de la energía nucleoelectrónica en la República Argentina, de conformidad con el marco normativo descripto y del análisis efectuado, entendemos que el país se encuentra en constante estado de avance, no sólo para la generación de energía sino también con respecto a la utilización de la energía nuclear para usos medicinales. En este sentido, podría resultar interesante la incorporación legislativa de medidas que incentiven la inversión del sector privado, toda vez que el desarrollo hoy en día se encuentra concentrado mayormente en el sector público.

En conclusión, y siendo que con su utilización podríamos colaborar a mitigar los efectos del calentamiento global, resultaría sumamente interesante que se difundiera y se incentivara la utilización de este tipo de energía.

#### BIBLIOGRAFÍA CITADA

- AMANO, Yukiya (2015): “Lucha contra el cambio climático: aportaciones de la ciencia y la tecnología nucleares”, *Boletín del OIEA*, junio: p. 1, en: [https://www.iaea.org/sites/default/files/5620101\\_es.pdf](https://www.iaea.org/sites/default/files/5620101_es.pdf) (último acceso: 20/4/2016).
- CHUDAKOV, Mikhail (2015): “¿Nos ayuda realmente la energía nucleoelectrónica a luchar contra el cambio climático?”, *Boletín del OIEA*, junio: p. 24, en: [https://www.iaea.org/sites/default/files/5622424\\_es.pdf](https://www.iaea.org/sites/default/files/5622424_es.pdf) (último acceso: 20/4/2016).
- EISENHOWER, Dwight D. (1953): “Atoms for Peace Speech”, Address by Mr. Dwight D. Eisenhower, President of the United States of America, to the 470th Plenary Meeting of the United Nations General Assembly, diciembre 8, 1953, en: <https://www.iaea.org/about/history/atoms-for-peace-speech> (último acceso: 20/4/2016).

<sup>16</sup> Conf. CHUDAKOV (2015) p. 24.

<sup>17</sup> Referencia un cambio climático causado por el hombre, por lo que se trata de un fenómeno que se viene gestando desde la Revolución Industrial.

- FISCHER, David (1994): *History of the International Atomic Energy Agency. The First Forty Years* (Viena, International Atomic Energy Agency) en: [http://www-pub.iaea.org/mtcd/publications/pdf/pub1032\\_web.pdf](http://www-pub.iaea.org/mtcd/publications/pdf/pub1032_web.pdf) (último acceso: 20/4/2016).
- FORO DE LA INDUSTRIA NUCLEAR ESPAÑOLA (s/f): “Energía nuclear y cambio climático”, (documento elaborado por el Foro Nuclear), p. 1, en: <http://www.foronuclear.org/es/publicaciones-y-documentacion/publicaciones/monograficas> (último acceso: 20/4/2016).
- GASPAR, Miklos (2015a): “La energía nucleoelectrica, un pilar importante de las estrategias de mitigación del cambio climático de muchos países”, *Boletín del OIEA*, junio: pp. 2-5.
- GASPAR, Miklos (2015b): “Q&A: What’s Next After COP21?”, disponible en: <https://www.iaea.org/newscenter/news/qa-what's-next-after-cop21> (último acceso: 20/4/2016).
- KOLLAR, Lenka (2015): “Consider Nuclear as Sustainable Energy: IAEA Deputy Director General at COP21”, disponible en <https://www.iaea.org/newscenter/news/consider-nuclear-sustainable-energy-iaea-deputy-director-general-cop21> (último acceso: 12/12/2015).
- MANGONE, Gisela y MOLINA, Lucila (2015): “Un acercamiento a la legislación nacional en materia de energía nucleoelectrica”, *RADEHM*, n° 4: pp. 117-134.
- SIN AUTOR (2014): “La energía puesta al servicio de la paz”, *Energía Interna*, año 1, n° 5: pp. 16-17, en: [http://www.cnea.gov.ar/sites/default/files/EI\\_5.pdf](http://www.cnea.gov.ar/sites/default/files/EI_5.pdf) (último acceso: 20/4/2016).
- STOIBER, Carlton; BAER, Alec; PELZER, Norbert y TONHAUSER, Wolfram (2003): *Handbook on Nuclear Law Implementing Legislation* (Viena, International Atomic Energy Agency), en [http://www-pub.iaea.org/mtcd/publications/pdf/pub1160\\_web.pdf](http://www-pub.iaea.org/mtcd/publications/pdf/pub1160_web.pdf) (último acceso: 20/4/2016).
- STOIBER, Carlton; CHERF, Abdelmadjid; TONHAUSER, Wolfram y CARMONA, María de Vez (2010): *Handbook on Nuclear Law Implementing Legislation* (Viena, International Atomic Energy Agency), en [http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1456\\_web.pdf](http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1456_web.pdf) (último acceso: 20/4/2016).
- STONE, Robert (2015): “La opción nuclear: argumentos a favor del uso de la energía nucleoelectrica para combatir el cambio climático”, *Boletín de la OIEA*, junio: pp. 22-23, en: [https://www.iaea.org/sites/default/files/5622223\\_es.pdf](https://www.iaea.org/sites/default/files/5622223_es.pdf) (último acceso: 20/4/2016).

#### NORMAS CITADAS

- Ley 24804 (B.O. 25/4/1997): Ley Nacional de la Actividad Nuclear. Funciones. Criterio de regulación, en <http://infoleg.mecon.gov.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=42924> (último acceso: 20/4/2016).
- Decreto 1540/1994 (B.O. 2/9/1994): Energía atómica. Reorganización de la Comisión Nacional de Energía Atómica. Creación del Ente Nacional Regulador Nuclear y constitucion de la Sociedad Nucleoelectrica Argentina S.A.
- Decreto 1390/1998 (B.O. 4/12/1998): Aprueba reglamentación de la ley 24804.

CONVENCIONES INTERNACIONALES CITADAS

NACIONES UNIDAS (1992): *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*, en [https://unfccc.int/files/essential\\_background/background\\_publications\\_htmlpdf/application/pdf/convsp.pdf](https://unfccc.int/files/essential_background/background_publications_htmlpdf/application/pdf/convsp.pdf) (último acceso: 20/4/2016).

## LA VIGENTE REGULACIÓN EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DEL ORO EN VENEZUELA\*

### THE CURRENT REGULATION OF THE GOLD ORE EXPLORATION AND EXPLOITATION IN VENEZUELA

Por VÍCTOR RAFAEL HERNÁNDEZ-MENDIBLE\*\*

*Resumen:* La nueva regulación de la actividad minera del oro implicó su estatización, la extinción anticipada de los títulos jurídicos habilitantes, la obligación de migrar de los operadores de sociedades privadas a sociedades mixtas y la modificación unilateral de los medios de resolución de controversias.

*Palabras clave:* Estatización, empresas mixtas, resolución de controversias, arbitraje.

*Abstract:* The new regulation of the gold mining activity led to its nationalization, the early termination of the existing enabling statutes, the operators' duty to migrate from private companies to joint ventures and the unilateral change of the methods of dispute resolution.

*Key words:* Nationalization, joint ventures, dispute resolution, arbitration.

### § 1. INTRODUCCIÓN

El Poder Legislativo Nacional de Venezuela, durante el período de sesiones ordinarias de septiembre a diciembre de 2010, convocó a sesiones

\* Recibido: 1/8/2015. Aceptado: 3/3/2016.

\*\* Abogado (Universidad Católica Andrés Bello, 1989). Licenciado en Derecho (homologación ante el Ministerio de Educación y Ciencias de España, 1995). Doctor en Derecho (Universidad Católica Andrés Bello, 2007). Director del Centro de Estudios de Regulación Económica (Universidad Monteávila, desde 2012). Profesor en la Maestría en Derecho Minero Energético (Universidad Externado de Colombia, desde 2007). Integrante del grupo de investigación en Derecho de la regulación de mercados energéticos del Departamento de Derecho Minero Energético de la misma Universidad desde 2009. Miembro del Foro Iberoamericano de Derecho Administrativo desde 2007; de la Asociación Iberoamericana de Estudios de Regulación desde 2006; y de la Red de Contratos Públicos en la Globalización Jurídica desde 2009. Fundador de la Asociación Internacional de Derecho Administrativo desde 2006, de la Asociación Iberoamericana de Derecho Administrativo desde 2005 y de la Red Internacional de Bienes Públicos desde 2013. Correo electrónico: victorhernandezmendible@gmail.com



extraordinarias para la época de la vacación legislativa que se iniciaba el 15 de diciembre de 2010, correspondiente a la transición entre el fin de una legislatura y la instalación de la nueva Asamblea Nacional resultante de las elecciones de septiembre de 2010.

Fue así como la Asamblea Nacional en funciones sancionó la ley que autorizaba al Presidente de la República a dictar decretos con rango, valor y fuerza de ley, en las materias que le delegaran<sup>1</sup>, durante un período de 18 meses (por 6 meses más del lapso solicitado por el propio Ejecutivo Nacional), dejando hipotecada la función legislativa de la Asamblea Nacional, en especial en lo concerniente a las leyes que requerían mayoría calificada, durante ese lapso.

En supuesta ejecución de la ley habilitante, se dictó un importante número de decretos con rango, valor y fuerza de ley, entre los que se destaca, a los efectos que interesan a este análisis, el decreto-ley que reserva, al Estado, las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas (“Decreto ley de estatización”)<sup>2</sup>.

Este decreto ley de estatización fue modificado de manera parcial –producto de otra ley habilitante– con la expedición de la reforma del decreto con rango, valor y fuerza de ley orgánica que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares, de reciente entrada en vigor<sup>3</sup>.

Esta regulación no ha pasado inadvertida en la doctrina científica, la cual se ha ocupado de estudiar tanto el régimen general de la actividad minera<sup>4</sup> como el régimen especial de la actividad aurífera<sup>5</sup>.

Los referidos cambios normativos suscitan mayor interés, en virtud de la compleja situación económica que se ha producido con la significativa caída de los ingresos generados por la explotación de la actividad económica de los hidrocarburos –que refleja, en promedio, un 55 % menos de los ingresos de ese sector– en los mercados internacionales, como consecuencia de las amenazas de nueva recesión en Europa, el decrecimiento de la producción de la actividad industrial en China y el aumento de la producción de los hidrocarburos no convencionales en los Estados Unidos de América y otros países tradicionalmente no exportadores de petróleo<sup>6</sup>, lo que motiva la búsqueda de nuevas fuentes de ingresos mediante la explotación de otros recursos naturales y el desarrollo de actividades económicas diversas al sector hidrocarburos.

<sup>1</sup> Ley (G.O. N° 6.009, 17/12/2010).

<sup>2</sup> Decreto ley (G.O. N° 39.759, 16/09/2011), reformado según (G.O. N° 6.063, 15/12/2011). Cfr. BREWER-CARÍAS (2011) pp. 65-77.

<sup>3</sup> Ley (G.O. N° 6.150, 18/11/2014).

<sup>4</sup> HERNÁNDEZ-MENDIBLE (2012a) pp. 195-270 y HERNÁNDEZ-MENDIBLE (2013): pp. 347-388.

<sup>5</sup> BREWER-CARÍAS (2011) pp. 65-77; FIGUEIRAS ROBISCO (2012) pp. 307-309; HERNÁNDEZ-MENDIBLE (2012b): pp. 295-306 y HERNÁNDEZ-MENDIBLE (2012d): pp. 385-410.

<sup>6</sup> HERNÁNDEZ-MENDIBLE (2014): pp. 577-609.

La anterior sucesión de textos normativos han modificado el régimen de la actividad minera aurífera que se contenía inicialmente en la Ley de Minas<sup>7</sup>, expedida antes de la reforma de la Constitución de 1999<sup>8</sup>, siendo complementada posteriormente por el Reglamento de la Ley de Minas<sup>9</sup>, que desarrolla el régimen de propiedad de las minas, de su administración, así como de los títulos jurídicos habilitantes que se podían otorgar a los particulares, para la exploración, la explotación y la comercialización de los minerales en general.

El decreto ley de estatización de la actividad aurífera minera continúa la política de estatización de las actividades económicas que viene ejecutando el Estado y que cuenta con antecedentes en las actividades económicas petroleras<sup>10</sup>, eléctricas<sup>11</sup>, siderúrgicas<sup>12</sup> y del cemento<sup>13</sup>.

Esta estatización es la razón que lleva a analizar cuáles han sido las reformas introducidas en la regulación de la explotación aurífera, teniendo en consideración que un adecuado marco normativo podría servir de aliciente para fomentar la inversión privada en esta actividad económica y buscar así el desarrollo o ampliación de los mercados internacionales en la comercialización del oro y en el aumento de los ingresos generados por el aprovechamiento eficiente de este recurso natural.

En aras de una mayor claridad en la exposición de las ideas, el presente trabajo se dividirá en los siguientes aspectos, a saber: los derechos del Estado sobre la actividad minera (§ 2); las razones de la reforma del régimen de exploración y explotación de la actividad minera del oro (§ 3); la declaración de reserva y mineral estratégico del oro (§ 4); la regulación de las actividades minero-auríferas (§ 5); los aspectos de la regulación aurífera que introduce la reforma de 2014 (§ 6); los modos de resolución de las controversias entre los inversionistas afectados por la estatización y el Estado (§ 7); los casos sometidos al CIADI (§ 8) y las conclusiones (§ 9).

## § 2. LOS DERECHOS DEL ESTADO SOBRE LA ACTIVIDAD MINERA

Conforme a la evolución histórica constitucional, en la actualidad los yacimientos mineros son considerados propiedad de la República y como tales bienes del dominio público, inalienables e imprescriptibles<sup>14</sup> –así lo reitera la

<sup>7</sup> Ley (Gaceta Oficial N° 5.382, 28/09/1999).

<sup>8</sup> Constitución de la República de Venezuela (G.O. N° 5.453, 24/03/2000, enmendada según G.O. N° 5.908, 19/02/2009).

<sup>9</sup> Reglamento (G.O. N° 37.155, 9/3/2001).

<sup>10</sup> Ley (G.O. N° 38.632, 26/02/2007); Ley (G.O. N° 38.785, 8/10/2007); Ley (G.O. N° 39.173, 7/05/2009).

<sup>11</sup> Decreto ley (G.O. N° 38.736, 31/07/2007, reformada según G.O. N° 39.493, 23/08/2010).

<sup>12</sup> Decreto ley (G.O. N° 38.928, 12/05/2008).

<sup>13</sup> Decreto ley (G.O. N° 5.886, 18/06/2008).

<sup>14</sup> Artículo 12 de la Constitución.

legislación sectorial<sup>15</sup>-, de donde se deriva que tanto su regulación y administración como su aprovechamiento es una competencia del Poder Nacional<sup>16</sup>, quien en atención a lo dispuesto en el ordenamiento jurídico, puede otorgar concesiones por tiempo determinado para su explotación, siempre que se establezcan contraprestaciones adecuadas al interés público<sup>17</sup> y que se tenga presente la obligación de conservar el equilibrio ecológico y de restablecer el ambiente a su estado natural, si éste resultare alterado<sup>18</sup>.

En atención a ello, la Ley de Minas de 1999 dispuso que las actividades de exploración, explotación y aprovechamiento de los recursos minerales sólo podrían realizarse bajo las siguientes modalidades<sup>19</sup>: a) directamente por el Ejecutivo Nacional; b) concesiones de exploración y subsiguiente explotación; c) autorizaciones de explotación para el ejercicio de la pequeña minería; d) mancomunidades mineras, y e) minería artesanal.

Como se puede apreciar, el Estado, como propietario de todos los yacimientos mineros y como su administrador, estableció dos posibles modalidades de gestión de la actividad minera: una directa, realizada por el Ejecutivo Nacional; y otra desarrollada por los particulares previo otorgamiento de título jurídico habilitante de concesión para la minería en gran escala, autorización para la pequeña minería, así como de la aprobación a los pequeños mineros para la constitución de mancomunidades o de desarrollo de la minería artesanal.

En este orden de ideas, la Ley de Minas y el reglamento consideran actividades conexas o auxiliares de la actividad minera, el almacenamiento, la tenencia, el beneficio, el transporte, la circulación y el comercio de los minerales, que estarán sometidas a la vigilancia, inspección y reglamentación por parte del Ejecutivo Nacional. Además se establece que cuando así convenga al interés público, éste podía reservarse mediante decreto, cualquiera de dichas actividades con respecto a determinados minerales<sup>20</sup>.

<sup>15</sup> Artículos 2° de la Ley de Minas y 3° del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>16</sup> Artículo 156.16 de la Constitución. En otros dos países del MERCOSUR la intensa intervención estatal presenta motivaciones diferentes, propias de cada realidad jurídica: así, ZABALLA y ARBELECHE (2014, p. 131) sostienen que la evolución de la legislación minera en la Argentina hasta llegar a la vigente permite apreciar que al incrementarse la importancia estratégica del recurso minero, por una parte, se acrecienta la regulación e injerencia por parte del Estado y disminuyen los derechos concedibles a los particulares, en razón del interés público presente; pero por otra parte, se produce una mayor protección a la actividad minera, que incluso prevalece sobre otras. En tanto, DELPIAZZO (2015, pp. 199-200) advierte que aunque en el Uruguay los yacimientos de sustancias minerales no pertenecen al dominio público ni se encuentran comprendidos en el régimen común del dominio privado, toda la actividad minera se encuentra sujeta a la intervención del Estado.

<sup>17</sup> Artículo 113 de la Constitución.

<sup>18</sup> Artículo 127 de la Constitución.

<sup>19</sup> Artículo 7 de la Ley de Minas.

<sup>20</sup> Artículo 86 de la Ley de Minas.

Cuando las actividades conexas o auxiliares sean prestadas a terceros como actividad lucrativa, éstas revisten el carácter de servicio público<sup>21</sup> y estarán sujetas al pago de las tarifas que establezca el Ministerio de Industrias Básicas y Minería<sup>22</sup>.

Esto plantea que el Estado respecto a los recursos minerales puede adoptar distintas decisiones:

En primer lugar, el Ejecutivo Nacional podría optar por no explorar ni explotar tales recursos ni directa ni indirectamente, es decir, no realiza actividad minera alguna a través de las distintas expresiones de organización que posee y se abstiene de otorgar nuevos títulos jurídicos habilitantes para el desarrollo de la actividad minera, por no encontrarse en los planes de la política económica.

En segundo término, el Ejecutivo Nacional podría optar por realizar las actividades primarias de la siguiente manera:

1) La exploración y explotación directa, que permite que mediante decreto el Ejecutivo Nacional –esto fue modificado posteriormente por el artículo 302 de la Constitución– se reserve, siempre que considere que ello conviene al interés público, determinadas sustancias minerales y áreas que las contengan, para explorarlas o explotarlas directamente por órgano del Ministerio de Industrias Básicas y Minería o mediante entes de la exclusiva propiedad de la República<sup>23</sup>.

2) La exploración y explotación indirecta, en virtud de la cual el Ejecutivo Nacional, en desarrollo de la política económica, procede a otorgar los títulos jurídicos habilitantes para la realización de las actividades de exploración y explotación por los particulares.

Una vez otorgados a los particulares los derechos de exploración y explotación de los recursos minerales, estos tienen validez y vigencia plena, debiendo solo extinguirse conforme a lo previsto en el ordenamiento jurídico.

En caso de que el Ejecutivo Nacional resuelva introducir un cambio en la política económica en el sector minero, en los títulos jurídicos habilitantes que se encuentren vigentes, así como en los derechos y obligaciones que se derivan de ellos o pretenda no continuar la exploración y explotación indirecta, deberá actuar conforme a los principios de seguridad jurídica, buena fe, racionalidad, proporcionalidad e interdicción de la arbitrariedad para negociar con los titulares de dichos derechos la modificación o extinción anticipada de aquellos títulos jurídicos habilitantes y establecer las respectivas indemnizaciones, siempre con sujeción al ordenamiento jurídico.

No obstante, el Ejecutivo Nacional ha elegido la vía más extrema para poner fin a los derechos de exploración y explotación otorgados en la actividad minera aurífera, al establecer una reserva a través del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las

<sup>21</sup> Sobre la concepción actual del servicio público en Venezuela, véase ARAUJO-JUÁREZ (2010) y ARAUJO-JUÁREZ (2012).

<sup>22</sup> Artículo 87 de la Ley de Minas.

<sup>23</sup> Artículo 23 de la Ley de Minas.

actividades conexas y auxiliares a éstas; ha dispuesto unilateralmente la extinción anticipada de los títulos jurídicos habilitantes existentes, la obligación de migrar a empresas mixtas, es decir, la constitución de sociedades público-privadas, con mayoría accionarial estatal, por parte de quienes pretendieren seguir realizando la actividad minera aurífera<sup>24</sup>.

Sin duda que ello atiende a un cambio en la política económica para el desarrollo de la actividad minera del oro, que conduce a indagar qué existe detrás de esta decisión.

### § 3. LAS RAZONES DE LA REFORMA DEL RÉGIMEN DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE LA ACTIVIDAD MINERA DEL ORO

Lo primero que cabe destacar es que al decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas (decreto ley de estatización), se le otorga rango “orgánico” con la pretendida finalidad de cumplir con la Constitución, que siendo posterior a la Ley de Minas, exige que la reserva se realice mediante Ley Orgánica. En anteriores oportunidades he expresado la convicción respecto a que el Ejecutivo Nacional no tiene constitucionalmente atribuida la potestad para dictar un decreto con rango, valor y fuerza de ley que tenga carácter “orgánico”; sin embargo, ello no ha sido aceptado por el Tribunal Supremo de Justicia<sup>25</sup>.

Por ello no es suficiente un simple Decreto del Presidente de la República, dictado en consejo de ministros o suscrito por el ministro del ramo, como lo reguló la Ley de Minas, para que quede reservado el mineral del oro, así como las actividades de exploración, explotación, las conexas y las auxiliares para su aprovechamiento exclusivo por el Estado. Correspondía entonces al Poder Legislativo nacional, como se hizo en materia del sector hidrocarburos, expedir una ley orgánica que estableciese la reserva.

El decreto ley de estatización produce entre sus efectos inmediatos la derogación de todas las disposiciones que colidan con él y establece que tales normas son de orden público, por lo que se aplican con preferencia a cualquier otra del mismo rango, mientras que la Ley de Minas y su reglamento se aplicarán supletoriamente a lo que no se encuentre expresamente contemplado en este decreto ley de estatización<sup>26</sup>.

Dado que no existe un texto previo que sirva de exposición de motivos, para entender las razones que llevaron a su expedición habría que buscarlas en el contexto político-jurídico que precede a este decreto ley de estatización.

<sup>24</sup> El antecedente a este texto normativo ha sido comentado por BREWER-CARÍAS (2008) pp. 125-190.

<sup>25</sup> TSJ-SC, sentencia n° 1971, 16/01/2001.

<sup>26</sup> Artículos 36 y 37 del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

Al respecto cabe recordar las declaraciones efectuadas por el Presidente de la República el 17 de agosto de 2011<sup>27</sup>, seis días antes de la expedición del decreto ley 8413/2011 (decreto ley de estatización), en las cuales exponía su intención de “nacionalizar” el oro para convertirlo en reservas internacionales. En esa misma oportunidad expresó su intención de traer al país las reservas internacionales en oro, que se encontraban en el exterior.

Es pertinente contextualizar que a raíz de los acontecimientos que se originaron en Libia con motivo de la “primavera árabe”, el Presidente de la República había hecho la amenaza de trasladar las reservas internacionales en oro –ante el temor de experimentar las mismas consecuencias del dictador libio–, pues producto de las revueltas en dicho país en demanda de democracia, el dictador Muamar Al-Khadaffi resolvió reprimir violentamente a la población, lo que llevó a que fuese acusado ante la Corte Penal Internacional por haber incurrido en violación sistemática y masiva de los derechos humanos de los habitantes de su país y además generó la reacción de los países occidentales de congelar las cuentas y bienes del dictador en los territorios europeos –26 de febrero de 2011, por la ONU y 28 de febrero de 2011, por la Unión Europea–, para que no siguiese comprando armas para utilizarlas contra la población civil.

Estos hechos de política internacional que acompañan las declaraciones del Presidente de la República en apoyo abierto al régimen libio<sup>28</sup> luego serán

<sup>27</sup> En el periódico EL UNIVERSAL (2011b) se recogen las declaraciones del Presidente de la República, quien reiteró su amenaza efectuada un año atrás, de retirar las concesiones para la explotación minera de oro en el país, oportunidad en la que había acusado a las empresas mineras de dañar el ambiente y violar los derechos de los trabajadores. En esta ocasión expresó que nacionalizaría la exploración y explotación de oro, que estaban desarrollando tanto empresas públicas como privadas bajo el régimen de concesiones. Así afirmó que “vamos a nacionalizar el oro y vamos a convertirlo entre otras cosas en reservas internacionales” y agregó que “pronto voy a aprobar una ley habilitante (. . .) para comenzar a tomar la zona del oro”, con la finalidad de combatir las “mafias” y el “contrabando”; finalmente sostuvo que “La ley del oro reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro y regula las empresas mixtas”.

En EL UNIVERSAL (2011c), publicación de la misma fecha que la arriba citada, también se recogen declaraciones del Presidente de la República, donde manifestó que había ordenado trasladar al Banco Central de Venezuela 211,35 toneladas de oro que el país tenía depositadas en entidades financieras del exterior y representaban la mayor parte de las reservas internacionales, para buscar la protección de los activos de la República ante la crisis que atravesaban Estados Unidos y Europa, donde estaba colocado el oro que sería transferido.

<sup>28</sup> En EL UNIVERSAL (2011a) se da difusión al mensaje de apoyo incondicional del Presidente de la República a Libia y su gobernante: “En este momento va saliendo esta carta para el presidente de Libia”, anunció Chávez, que sólo leyó los párrafos finales de su carta (. . .) ‘Termino diciendo: Que el altivo, clemente y misericordioso te bendiga y te guarde. Que bendiga y proteja al heroico y dignísimo pueblo de Libia. Un fuerte abrazo Muamar, con el más infinito sentimiento de fraternidad’, indicó Chávez.

” ‘El imperio amenaza a los pueblos, amenaza a quienes le resultamos incómodos’, aseguró Chávez, un duro crítico de la política exterior de Estados Unidos, que ha asegurado en muchas ocasiones que la intervención extranjera en Libia sólo busca adueñarse del petróleo y de ‘las riquezas’ de ese país”.

matizados y encubiertos con la manifestación de “nacionalizar” el mineral del oro, declaración que carece absolutamente de sentido si se tiene en consideración que este es propiedad del Estado conforme a las disposiciones constitucionales y legales antes mencionadas<sup>29</sup>.

Siguiendo en este orden de ideas, al estudiar el artículo 1° del decreto ley de estatización, se aprecia que más que contener su objeto parece una combinación de objeto del texto normativo con exposición de motivos, donde se expresa una intención que no es cierta, pues se dice que tiene “. . . el propósito de revertir los graves efectos del modelo minero capitalista, caracterizado por la degradación del ambiente, el irrespeto de la ordenación territorial, el atentado a la dignidad y la salud de las mineras y mineros y pobladoras y pobladores de las comunidades aledañas a las áreas mineras, a través de la auténtica vinculación de la actividad de explotación del oro con la ejecución de políticas públicas que se traduzcan en el vivir bien del pueblo, la protección ambiental y el desarrollo nacional”.

El texto citado, que evidencia una lamentable técnica legislativa, ha sido objeto de análisis por la doctrina científica, que ha sido contundente al advertir la falsedad implícita, señalando que no es posible imputarle al “modelo minero capitalista” tan perjudiciales consecuencias, “pues si ha habido en Venezuela un sector de la economía altamente intervenido por el Estado, esa ha sido precisamente la minería del oro. Esos efectos, si existen, sólo son atribuibles al propio Estado por falta de cumplimiento de las previsiones de la ley. Basta recordar las previsiones del artículo 5° de la Ley de Minas, donde se dispone ‘que las actividades mineras reguladas por dicha ley, se deben llevar a cabo científica y racionalmente, procurando siempre la óptima recuperación o extracción del recurso minero, con arreglo al principio del desarrollo sostenible, la conservación del ambiente y la ordenación del territorio’, imponiéndose a los titulares de derechos mineros, además de la observancia de la ley, las siguientes obligaciones que el Estado estaba en la obligación de exigir . . .”<sup>30</sup>.

Por ello se considera que el trasfondo del decreto ley de estatización de la actividad aurífera no era eliminar el contrabando del mineral, proteger el ambiente o mejorar la calidad de vida de las personas que realizan o se encuentran relacionadas con la actividad; lo que realmente se pretendió y se hizo fue justificar políticamente la “nacionalización” de las reservas internacionales, mediante la transferencia de tales reservas al país, para supuestamente ejercer la soberanía sobre estas y eliminar el temor no expresado jurídicamente del riesgo de embargos internacionales futuros<sup>31</sup>.

<sup>29</sup> Artículo 12 de la Constitución y artículo 2° de la Ley de Minas.

<sup>30</sup> BREWER-CARIÁS (2011) p. 67.

<sup>31</sup> El portal NOTICIAS 24 (2011) recoge la siguiente información: “El mandatario, que está siendo sometido a quimioterapia para combatir un cáncer, ha dicho que dirige a Venezuela hacia el socialismo y que intenta desligarse de potencias industrializadas como Estados Unidos, a quienes considera enemigos de su autoproclamada revolución” y luego agrega uno de sus ministros que “Basta ver lo que pasa en países del mundo árabe con el uso de las reservas,

Evidentemente, la nueva regulación, al no respetar los derechos adquiridos que había otorgado el Estado con anterioridad a su expedición, ha venido a afectar a los operadores económicos que tenían títulos jurídicos habilitantes para realizar tanto las actividades primarias de exploración y explotación, así como las actividades conexas y auxiliares respecto a la actividad aurífera, lo que ha supuesto una afectación de las inversiones e incluso la dificultad tanto de su recuperación, como de la legítima ganancia razonable por el negocio jurídico desarrollado conforme a la ley vigente al momento de su realización.

#### § 4. LA DECLARACIÓN DE RESERVA Y MINERAL ESTRATÉGICO DEL ORO

La doctrina científica ha sostenido que la reserva estatal de una actividad, bien o servicio constituye la máxima restricción al ejercicio de los derechos económicos, es decir, “es un título jurídico-público de intervención o ‘interferencia’ del Estado en la actividad económica y en el mercado”<sup>32</sup>, que tiene su justificación constitucional en razones de interés público y de carácter estratégico<sup>33</sup> y que presenta las siguientes características<sup>34</sup>:

a) Es jurídica, pues le otorga la titularidad y el consecuente poder de decisión sobre la actividad, el servicio o el bien reservado.

b) Es pública, en cuanto que la actividad, el servicio o el bien que es objeto de la reserva, cae bajo el ámbito del Poder Público y se sustrae al sector privado.

c) Es exclusiva, porque la titularidad es plena e intransferible.

d) Es formal, porque toda reserva al Estado debe provenir de la expresa, clara e inequívoca manifestación de la voluntad del Constituyente o del Legislador, mediante ley orgánica, no pudiendo ser tácita o implícita.

Por su parte, la Corte Suprema de Justicia en pleno, en su sentencia del 23 de abril de 1991, al analizar la reserva estatal, estableció lo siguiente: “Tal limitación no se explica, ni puede ser la consecuencia necesaria de un régimen totalmente opuesto como es el de la reserva o estatización de la actividad de los hidrocarburos, donde por definición ya no son posibles derechos reales algunos de los particulares sobre los yacimientos de la República, porque las figuras jurídicas que los contemplan, como las concesiones se extinguen, o no se permiten más. Dentro de este régimen, el Estado, dueño de los yacimientos, es además quien los aprovecha totalmente o bajo su control. En efecto, al declararse por el Estado reservada una industria o explotación, crea a favor, un monopolio fundamentalmente de derecho sobre tal sector productivo o de servicios, eliminándose los derechos de los particulares a

---

prácticamente una confiscación de esos recursos, cosa que tenemos que impedir a toda costa, relacionando nuestras economías con países del BRIC y Sudáfrica’, dijo el ministro Giordani”.

<sup>32</sup> ARAUJO-JUÁREZ (2005) p. 22.

<sup>33</sup> Artículo 302 de la Constitución.

<sup>34</sup> ARAUJO-JUÁREZ, *ibídem*.



continuar su gestión (. . .). De modo que consecuencia de la declaratoria de reserva estatal de una industria, que se encuentra en manos privadas, como monopolio de derecho que es en favor del Estado, trae como consecuencias, jurídicas, la extinción de los derechos que el mismo Estado hubiera podido reconocer a los particulares para la gestión del mismo sector (. . .). Ello se deriva del propio texto constitucional que contempla la facultad de declarar reservas económicas estatales”.

Conforme a ello, el decreto ley de estatización expresamente declara la reserva al Estado por razones de conveniencia nacional y carácter estratégico, tanto del recurso mineral del oro y las áreas minero-auríferas<sup>35</sup>, como de las actividades primarias, las conexas y auxiliares relacionadas con el aprovechamiento del oro<sup>36</sup>.

Además se establece que las minas y zonas donde se encuentren yacimientos del mineral puedan ser declaradas zonas de seguridad, conforme a la Ley Orgánica de Seguridad de la Nación, sometidas al resguardo de la Fuerza Armada Nacional<sup>37</sup>.

Es importante destacar que no quedan reservadas, ni gozan de la condición de carácter estratégico, al menos en los términos conferidos por el Decreto-Ley de Estatización, los demás minerales distintos del oro que se encuentren en las zonas auríferas, los cuales quedan regulados conforme a la Ley de Minas y su reglamento, que contienen el régimen general de su aprovechamiento<sup>38</sup>.

En lo atinente a las actividades que se consideran como primarias, se mencionan como tales “la exploración y explotación de minas y yacimientos de oro”; mientras que por conexas y auxiliares, se entienden el “almacenamiento, tenencia, beneficio, transporte, circulación y comercialización interna y externa del oro, en cuanto coadyuven al ejercicio de las actividades primarias”<sup>39</sup>.

Es particularmente significativa la declaración contenida en el artículo 3° del decreto ley de estatización, que luego de ratificar que los yacimientos minerales de oro existentes en el territorio nacional pertenecen a la República y son bienes del dominio público, inalienables e imprescriptibles, expresa que además son “carentes de naturaleza comercial por ser recursos naturales no renovables y agotables”.

Esta expresión resulta absolutamente inapropiada, como lo destaca la doctrina científica al sostener que tal afirmación “no es más que un soberano disparate, pues no hay en el mundo, ni en toda la historia de la humanidad

<sup>35</sup> Artículo 27 del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>36</sup> Artículo 2° del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>37</sup> Artículo 27 del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>38</sup> Artículo 28 del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>39</sup> Artículo 2° del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

un recurso natural no renovable y agotable que no sea tan comercial como el oro. Una cosa es que los recursos mineros sean del dominio público, que lo son desde siempre, y otra que los mismos tengan o no carácter comercial. Esto último no quita lo primero, y menos lo quita la ignorancia del “jurista” redactor del decreto presidencial<sup>40</sup>.

Si fuese cierto lo afirmado en el decreto ley de estatización, habría que concluir que los hidrocarburos, al pertenecer a la República y ser bienes del dominio público<sup>41</sup>, o el espectro radioeléctrico, que también es considerado legalmente un bien del dominio público de la República<sup>42</sup>, carecerían de naturaleza comercial por ser recursos naturales no renovables y por ende agotables. No obstante, la realidad de las cosas evidencia que ello no es cierto, pues es justamente su valor comercial lo que lleva a determinados agentes económicos a asumir riesgos para la exploración, explotación y aprovechamiento de los primeros o para motivarse a solicitar el uso del segundo, con el compromiso de hacerlo de manera eficiente.

No se puede concluir este subepígrafe sin mencionar que, al igual que la Ley de Minas, el decreto ley de estatización declara “de utilidad pública e interés social los bienes y obras vinculadas con la reserva” en él establecida<sup>43</sup>.

#### § 5. LA REGULACIÓN DE LAS ACTIVIDADES MINERO-AURÍFERAS

Tal como se expuso en el subepígrafe anterior, el decreto ley de estatización establece una reserva que se traduce en un primer plano en la gestión directa o preeminente por el Estado de la actividad minero aurífera; en segundo lugar, en la extinción anticipada de los títulos jurídicos habilitantes que se habían otorgado a los inversionistas privados y la consecuente obligación de transferencia forzosa de los bienes; y en tercer lugar, en la obligación que se impone a aquellos inversionistas que quieran continuar realizando las actividades primarias, conexas o auxiliares, de asociarse con el Estado para conformar una empresa mixta estatal. Seguidamente se analizarán estos aspectos de manera detallada.

a) *LA GESTIÓN DIRECTA O PREEMINENTE POR EL ESTADO.* — El decreto ley de estatización comienza por indicar que a partir de su entrada en vigor, la actividad aurífera minera queda reservada al Estado, por lo que se separa de lo establecido en la Ley de Minas, que permitía la gestión tanto del Ejecutivo Nacional como de los particulares que obtuviesen uno de los títulos jurídicos habilitantes contemplados en dicha ley; el mineral reservado será gestionado

<sup>40</sup> BREWER-CARÍAS (2011) p. 66.

<sup>41</sup> Artículo 12 de la Constitución.

<sup>42</sup> Artículo 7° de la Ley Orgánica de Telecomunicaciones (G.O. N° 39.610, 7/02/2011).

<sup>43</sup> Sobre este tema se sugiere consultar PERNÍA REYES (2011) pp. 331-356.

de manera directa y preeminente por el Estado, reduciendo la posibilidad de participación privada a su mínima expresión.

En tal sentido, se señala que la actividad minera aurífera será realizada por el Estado en las siguientes modalidades<sup>44</sup>:

a) Por la República, que constituye la personificación jurídica del Estado tanto nacional como internacionalmente, que puede llevar a cabo esta actividad económica de manera directa, a través de algunos de sus órganos.

b) Por los institutos autónomos establecidos en el artículo 142 de la Constitución y mencionados en el artículo 101 de la Ley Orgánica de la Administración Pública, aunque de manera inapropiada algunas leyes los denominan “institutos públicos”, como si la autonomía que les atribuye la Constitución y cuyo grado de intensidad deben precisar las respectivas leyes de creación fuese contraria a la condición de ser públicos.

c) Por empresas del Estado, que pueden ser de exclusiva propiedad de la República o filiales de éstas, conforme al artículo 102 de la Ley Orgánica de la Administración Pública.

d) Por empresas mixtas, en las cuales la República o alguna de las empresas antes mencionadas tengan el control de sus decisiones y mantengan una participación patrimonial mayor del cincuenta y cinco por ciento (55 %) del capital social.

Se trata de auténticas empresas del Estado<sup>45</sup>, conforme al artículo 102 de la Ley Orgánica de la Administración Pública, que se califican como mixtas, en tanto admiten la participación privada minoritaria en un porcentaje del capital social.

Finalmente, aunque no por ello menos importante, se debe señalar que todo el oro que se extraiga en virtud de la actividad minera debe ser entregado y vendido a la República, a través del ministerio competente o los entes públicos que éste designe, quienes ejercerán el monopolio de la comercialización, en los términos que establezcan las políticas que dicte el Ejecutivo Nacional al respecto. Esta reserva monopólica no comprende la comercialización de las joyas de oro de uso personal<sup>46</sup>.

b) *LA EXTINCIÓN ANTICIPADA DE LOS TÍTULOS JURÍDICOS HABILITANTES Y LA OBLIGACIÓN DE TRANSFERENCIA FORZOSA DE BIENES.* — Una de las consecuencias inmediatas del decreto ley de estatización del oro era que establecía la reserva hacia el futuro. En virtud de ello, no se otorgarían títulos jurídicos habilitantes a partir de su entrada en vigencia, constituyendo una especie de reserva *ad cautelam*, y disponía que las anteriores solicitudes de tales títulos jurídicos para el ejercicio de la pequeña minería que se encontrasen

<sup>44</sup> Artículo 5° del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>45</sup> ARAUJO-JUÁREZ (2008) pp. 191-241.

<sup>46</sup> Artículo 21 del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

en curso para el momento de su entrada en vigencia se dejarían sin efecto por decaimiento en su objeto<sup>47</sup>.

Pero la reserva también producía consecuencias inmediatas sobre las relaciones jurídicas establecidas con anterioridad, pues conducía a la obligatoria extinción anticipada de los títulos jurídicos habilitantes, que se habían otorgado conforme a la legislación vigente. Esta extinción anticipada se consideraba obligatoria porque se iba a producir quisieranlo o no los titulares de las concesiones, autorizaciones o contratos, y era perentoria porque se debía realizar en el tiempo establecido en el ordenamiento jurídico, es decir, los noventa (90) días siguientes a partir de la publicación del decreto ley de estatización del oro.

Durante este plazo se debían realizar las negociaciones entre los titulares y la comisión designada por el Ministerio de Industrias Básicas y Minería, con la finalidad de extinguir tales títulos jurídicos de mutuo acuerdo. En realidad, más que lograr el mutuo acuerdo, se trataba de concertar la mejor manera para alcanzar una solución, pues aunque no se estuviera de acuerdo con la estatización, se estaba ante la oportunidad de buscar el mejor arreglo posible antes de que indefectiblemente se produjera la extinción de pleno derecho al término de los noventa días continuos, a partir de la publicación en la Gaceta Oficial del decreto ley de estatización, que luego de su última reforma se cumplió el 15 de marzo de 2012.

El período de la negociación debía servir para ponerse de acuerdo en los términos de la extinción de los títulos jurídicos habilitantes, en las condiciones en que se realizaría la transferencia de los bienes, de las instalaciones y el control de las operaciones, en caso de que los afectados no hubieran resuelto migrar hacia la constitución de la empresa mixta o de la manera como se constituiría la empresa mixta de acceder a ello<sup>48</sup>. En caso de transcurrir este período de migración inútilmente sin acuerdo entre las partes, quedarían extinguidos tales títulos jurídicos habilitantes por mandato legal y el Ministerio de Industrias Básicas y Minería podría dictar las medidas que considerase necesarias, a fin de garantizar la continuidad de la gestión de las actividades mineras<sup>49</sup>.

Una vez concluido el término de los noventa días continuos siguientes de la publicación en la Gaceta Oficial del decreto ley, el Ministerio de Industrias Básicas y Minería o la empresa que este designara tomaría posesión de los bienes y control de las operaciones relativas a las actividades reservadas, de conformidad con el cronograma que se estableció a tal fin, y las personas afectadas debían colaborar en la entrega pacífica de los bienes y el control ordenado de las operaciones, instalaciones, documentación y equipos desti-

<sup>47</sup> Disposición transitoria tercera del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>48</sup> Artículos 12 y 14 del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>49</sup> Artículos 14 y 17 del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

nados a las actividades de la minería aurífera, a riesgo de ser sancionados administrativa y penalmente<sup>50</sup>.

Los bienes vinculados a los títulos jurídicos habilitantes que se declararon extinguidos en virtud del decreto ley de estatización pasaron en plena propiedad a la República<sup>51</sup>, libres de gravámenes y cargas<sup>52</sup>.

Con independencia de que la extinción de los títulos jurídicos habilitantes se lograse por consenso o por finalización del término establecido, las oficinas de registro público inmobiliario debían dejar constancia de ello, estampando la respectiva nota de registro al margen de los respectivos títulos, de oficio o a solicitud del Ministerio de Industrias Básicas y Minería<sup>53</sup>.

c) *LA OBLIGACIÓN DE ASOCIARSE CON EL ESTADO EN UNA EMPRESA MIXTA.* — Una vez que los particulares aceptaran y negociaran durante el período de migración la transformación de los títulos jurídicos habilitantes en una empresa mixta, que constituye la única manera como pueden participar en las actividades minero auríferas a partir del decreto ley de estatización, se debían observar las disposiciones especiales establecidas para la regulación de estas sociedades mercantiles.

Un aspecto particular que merece ser destacado es que, a diferencia de la mayoría de las empresas mixtas, que no requieren otra condición para su constitución que el acuerdo de voluntades en el pacto societario, con sujeción a la ley respectiva que regule determinada actividad económica y a la legislación general en materia de sociedades, en el caso de estas empresas mixtas su constitución requiere la aprobación previa del Poder Legislativo Nacional mediante un Acuerdo, que debe ser votado favorablemente por al menos la mayoría simple de sus integrantes<sup>54</sup>.

El Acuerdo legislativo debe aprobar tanto la constitución de la empresa mixta, que tendrá como exclusiva finalidad llevar a cabo la realización de las actividades primarias de la actividad aurífera minera, como los términos y las condiciones en las que se realizarán las mismas. Por ello, antes de la expedición del Acuerdo, se requiere que el Ministerio de Industrias Básicas

<sup>50</sup> Artículo 15 del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>51</sup> Es importante mencionar que cualquier clase de bienes de propiedad privada puede ser adquirida por el Estado de manera consensual, conforme a las previsiones del Código Civil y leyes especiales o de manera forzosa a través de la institución de la expropiación, conforme a lo dispuesto en el artículo 115 de la Constitución y la Ley de Expropiación por causa de utilidad pública o social, en razón de lo que se deberá acudir a ésta, en caso que no haya acuerdo entre el particular y el Estado, para que se materialice la traslación de la propiedad. Sobre este tema puede verse HERNÁNDEZ-MENDIBLE (2012c) pp. 331-363.

<sup>52</sup> Artículo 16 del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>53</sup> Disposición transitoria sexta del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>54</sup> Artículo 6° del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

y Minería le informe al Poder Legislativo de todas las circunstancias pertinentes a dicha constitución y condiciones —previamente pactadas durante el período de migración—, incluidas las ventajas especiales previstas a favor de la República, a los fines de que ello sea objeto de discusión parlamentaria y eventual aprobación a través del citado Acuerdo.

El otro aspecto relacionado con las empresas mixtas se refería a la conformación del marco normativo que las rige, integrado por los siguientes textos: el decreto ley de estatización de la actividad minero-aurífera, la Ley Orgánica de la Administración Pública, el Código de Comercio y las demás leyes que les sean aplicables<sup>55</sup>, lo que se complementa con el Acuerdo del Poder Legislativo que aprueba su constitución y las normas que en ejercicio de su competencia expida el Ministerio de Industrias Básicas y Minería; no obstante, no requerían autorización del Poder Legislativo para realizar operaciones de crédito público<sup>56</sup>, al considerarse incluidas en la excepción contenida en el artículo 89 de la Ley Orgánica de Administración Financiera del Sector Público<sup>57</sup>.

El elemento adicional que debe tenerse presente es que una vez aprobada la constitución de las empresas mixtas se entiende que tal asociación es de carácter personalísimo. En razón de ello, quien haya sido aceptado para realizar el pacto societario con el ente público correspondiente no puede ceder, enajenar o traspasar sus acciones a terceros sin la previa autorización del Ministerio de Industrias Básicas y Minería, quedando en manos del Estado el derecho de preferencia para adquirir dichas acciones<sup>58</sup>.

d) *LOS PRINCIPIOS QUE RIGEN LA GESTIÓN DE LAS EMPRESAS MIXTAS.* — El Ejecutivo Nacional puede transferir mediante decreto el derecho de las empresas mixtas al ejercicio de todas o parte de las actividades reservadas, así como la propiedad u otros derechos sobre bienes muebles o inmuebles del dominio privado de la República, que sean requeridos para el eficiente ejercicio de tales actividades. Dada la potestad discrecional que se le atribuye, el Ejecutivo Nacional podrá abstenerse de otorgar estos derechos o incluso revocarlos si los hubiese otorgado, cuando así convenga al interés nacional o cuando las empresas no den cumplimiento a sus obligaciones<sup>59</sup>.

<sup>55</sup> Artículo 7° del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>56</sup> Artículo 35 del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>57</sup> Ley (G.O. N° 39.955, 29/06/2012). Este texto jurídico se encontraba vigente al momento de constituirse las empresas mixtas en 2012 y aunque fue reformado el 9 de diciembre de 2013 y el 19 de noviembre de 2014, estos textos posteriores no tuvieron inicialmente incidencia en el momento de la constitución de las empresas mixtas.

<sup>58</sup> Artículo 7° del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>59</sup> Artículo 9 del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

Las empresas mixtas que obtengan los derechos de realización de las actividades primarias lo hacen bajo su propio riesgo. En consecuencia, la República no garantiza la existencia del mineral de oro o que éste sea industrial y económicamente explotable, ni se obliga a saneamiento legal o contractual alguno. Tales cláusulas se considerarán incorporadas implícitamente, en caso de no estar indicadas de manera expresa en el acto jurídico que otorgue el derecho al desarrollo de tales actividades<sup>60</sup>.

Es importante mencionar que las empresas mixtas que realicen actividades primarias podrán efectuar las gestiones necesarias para el ejercicio de las actividades que se les hayan transferido, así como celebrar los contratos correspondientes, conforme a las disposiciones del decreto ley de estatización y a las demás que les resulten aplicables<sup>61</sup>.

En todo caso, el Ministerio de Industrias Básicas y Minería, como autoridad competente, debe determinar el área total asignada a las empresas mixtas para la exploración y explotación de la actividad minera aurífera y el tiempo que durará el desarrollo de tales actividades, no debiendo exceder inicialmente la explotación de un período de veinte años, que podrá prorrogarse hasta por dos períodos, de un máximo de diez años cada uno<sup>62</sup>. Para que pueda considerarse el otorgamiento de tales prórrogas, éstas deben ser solicitadas al Ministerio dentro del último tercio antes del vencimiento del período para el cual fue otorgado el derecho de explotación.

e) *EL RÉGIMEN TRANSITORIO EN LA ACTIVIDAD MINERA AURÍFERA.* — El derecho transitorio está constituido por el conjunto de normas establecidas en un texto normativo, que fijan un régimen jurídico temporal a través del que se regula el paso de un anterior modelo a uno nuevo. Tal régimen se establece en las denominadas “disposiciones transitorias” y como tienen una vigencia temporal, se aplican en el tiempo previsto para que se ejecuten los hechos contemplados en ella.

De este modo, el derecho transitorio establecido en el decreto ley creó un régimen temporal entre la regulación de las actividades mineras auríferas que se estaban realizando conforme a la Ley de Minas y la implementación de las disposiciones del decreto ley de estatización. Aquellas empresas del Estado que al momento de entrada en vigencia del decreto ley de estatización fuesen titulares de asignaciones directas o derechos mineros vinculados con el mineral de oro continuarían habilitadas para seguir realizando dichas actividades en las mismas áreas en las que se encontraban otorgados los

<sup>60</sup> Artículo 10 del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>61</sup> Artículo 11 del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>62</sup> Artículo 8 del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

títulos que se extinguirían, hasta tanto el Ministerio de Industrias Básicas y Minería resolviera respecto a la modificación de tales áreas<sup>63</sup>.

En este orden de ideas, también se dispuso que hasta tanto el Ministerio de Industrias Básicas y Minería expida la resolución correspondiente, quienes realicen las actividades mineras conexas o auxiliares, salvo la referida a la comercialización nacional e internacional del oro, quedarán habilitados para seguir ejerciendo dichas actividades<sup>64</sup>.

Todo lo hasta aquí expuesto plantea la necesidad de analizar sucintamente lo relacionado con la figura de la alianza estratégica, en el sector minero aurífero.

#### § 6. LOS ASPECTOS DE LA REGULACIÓN AURÍFERA QUE INTRODUCE LA REFORMA DE 2014

Una novedad en la reforma regulatoria es la introducción de dos figuras inéditas –que se suman a las anteriormente establecidas– para realizar la actividad económica aurífera, pero únicamente en lo relacionado con la minería a pequeña escala. Se trata, por un lado, de la alianza estratégica y por el otro, de las brigadas mineras.

a) *LAS ALIANZAS ESTRATÉGICAS*. — Se debe mencionar que la figura de la “alianza estratégica” entre el Estado y los particulares no tiene antecedente directo en la actividad minera. En cambio, sí se encuentra prevista en el marco de la contratación pública, pues la ley que regula esta materia la había definido –aunque de una manera bastante ambigua– como “el establecimiento de mecanismos de cooperación entre el órgano o ente contratante y personas naturales o jurídicas, en la combinación de esfuerzos, fortalezas y habilidades, con objeto de abordar los problemas complejos del proceso productivo, en beneficio de ambas partes”<sup>65</sup>.

Cabe destacar que lo que pretendía esta definición era identificar una categoría de negocios jurídicos que podían celebrar las autoridades administrativas sin tener la obligación de aplicar los procedimientos administrativos de selección de contratistas legalmente establecidos para la adquisición de bienes, la prestación de servicios o ejecución de obras, debiendo quedar tales negocios sujetos a un régimen de selección especial, que debía establecer el Ejecutivo Nacional mediante decreto.

<sup>63</sup> Disposición transitoria quinta del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>64</sup> Disposición transitoria cuarta del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

<sup>65</sup> Artículo 6.24 de la Ley de Contrataciones Públicas (G.O. N° 5.877, 14/03/2008), reimpresa por error de copia, (G.O. N° 38.895, 25/03/2008); reformada por primera vez (G.O. N° 39.165, 24/05/2009) y posteriormente (G.O. N° 39.503, 6/09/2010).



Hay que advertir que el texto legal de la contratación pública fue reformado recientemente y entre otros aspectos se modifica la definición de la alianza estratégica, que es considerada como “el establecimiento de mecanismos de cooperación entre el contratante y personas naturales o jurídicas o conjunto de ellas, independientemente de su forma de organización, en la combinación de esfuerzos, fortalezas y habilidades, para la obtención de bienes, servicios u obras asociados al proceso productivo o a las actividades sustantivas del contratante, debiendo establecerse en el documento donde se formalice, las ventajas que represente para el contratante la alianza estratégica en comparación con la aplicación de las modalidades de selección de contratistas. Comprenderán igualmente los acuerdos entre órganos y entes de la Administración Pública, en un proceso de gestión con las comunidades organizadas”<sup>66</sup>.

No obstante, el decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas, al introducir la figura de la alianza estratégica para incluirla dentro de las modalidades de realización de la actividad minera aurífera, brinda una nueva definición, conforme a la cual son consideradas, alianzas estratégicas aquellas conformadas entre el Estado, sus empresas o filiales de éstas y las sociedades u otras formas de asociación para “compartir procesos productivos, necesarios para llevar a cabo las actividades primarias y conexas para el aprovechamiento del oro”, sin que ello conlleve a la comercialización del mineral aurífero, cuya actividad debe ser realizada exclusivamente por el ente estatal designado para tal efecto<sup>67</sup>.

Tal como se puede apreciar, no son idénticas las figuras de la alianza estratégica que contempla la ley de contrataciones públicas y la establecida en el ámbito minero aurífero.

En este último caso, además se aprecia que la alianza estratégica no puede ser para la exploración y explotación del oro en cualquier modalidad, sino para la minería considerada en pequeña escala, que al igual que el resto de la actividad económica del sector debe orientarse a un aprovechamiento racional y sostenible.

La manera como las partes formalizan la alianza estratégica es mediante un acuerdo, que debe indicar los tipos de técnicas que se pueden utilizar para realizar la minera a pequeña escala, con sujeción a los principios ambientales, la ordenación del territorio y demás normas que rigen la materia.

Se establece la prohibición a las personas naturales –no comprende a las personas jurídicas y como toda restricción a la libertad, es de interpretación restringida y de texto expreso– que constituyan una sociedad o asociación a los fines de constituir una alianza estratégica con el Estado, de participar en otra sociedad o forma de asociación que pretenda suscribir una nueva

<sup>66</sup> Artículo 6.35 de la Ley de Contrataciones Públicas (G.O. N° 6.154, 19/11/2014).

<sup>67</sup> Artículo 16 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

alianza estratégica. En tanto, las personas jurídicas –las empresas o entes involucrados– conservan su identidad jurídica y patrimonial por separado y establecen la asociación únicamente para los fines descritos<sup>68</sup>.

El Ministerio de Petróleo y Minería tiene atribuidas las siguientes competencias:

1) Establecer un registro de todas las personas que formalicen alianzas estratégicas con el Estado, a los fines de la actividad minera en pequeña escala<sup>69</sup>.

2) Obtener previamente los permisos ambientales respectivos<sup>70</sup>.

3) Determinar las áreas geográficas en las que se realizará el ejercicio de la minería en pequeña escala<sup>71</sup> y modificarlas reduciendo el máximo de hectáreas a ser otorgadas<sup>72</sup>.

4) Desarrollar todo lo concerniente a las actividades mineras que llevarán a cabo las alianzas estratégicas<sup>73</sup>.

5) Otorgar la autorización de explotación, mediante resolución administrativa que se publicará en la Gaceta Oficial, previa solicitud de los representantes de las alianzas estratégicas, que debe ser acompañada de todos los documentos pertinentes y el proyecto minero por desarrollar<sup>74</sup>.

Las condiciones de la autorización para la explotación de la minería a pequeña escala son las siguientes:

1) El área geográfica otorgada no debe exceder de las veinticinco hectáreas (25 has) y dependerá de las variables ambientales que se establezcan de acuerdo al proyecto minero por desarrollar<sup>75</sup>.

2) La duración es de diez años, contados a partir de su publicación en la Gaceta Oficial, pudiendo ser prorrogada por un máximo de dos períodos de hasta diez años cada uno<sup>76</sup>.

3) No pueden ser enajenadas, cedidas, gravadas, arrendadas o subarrendadas, ni traspasadas en forma alguna<sup>77</sup>.

<sup>68</sup> Artículo 16 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>69</sup> Artículo 16, párrafo final, del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>70</sup> Artículo 18 *in fine* del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>71</sup> Artículo 18 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>72</sup> Artículo 20 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>73</sup> Artículo 26 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>74</sup> Artículo 19 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>75</sup> Artículo 20 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>76</sup> Artículo 21 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>77</sup> Artículo 22 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

Las autorizaciones para la explotación de la minería a pequeña escala se extinguen<sup>78</sup>:

1) Por revocación, cuando se desnaturalice el objeto para el cual fueron otorgadas.

2) Se incumpla el proyecto minero a desarrollar.

3) Se desconozcan las disposiciones establecidas en materia ambiental.

4) Se distorsione el objeto de la alianza estratégica.

En todos estos supuestos de extinción de autorizaciones se requiere la resolución administrativa del Ministerio de Petróleo y Minería (principio del paralelismo de la competencia) y la posterior publicación en la Gaceta Oficial (principio de paralelismo de la forma), en garantía de la publicidad y seguridad jurídica.

Se dispone que el aprovechamiento del mineral aurífero a pequeña escala en hábitat, tierras indígenas y demás comunidades ubicadas dentro del ámbito de influencia de la actividad debe realizarse con estricta sujeción al ordenamiento jurídico<sup>79</sup>.

Para cuando se conformen las alianzas estratégicas y a los fines de garantizar los aportes de los operadores mineros al fortalecimiento del sistema económico nacional, se estableció un período de un año a partir de la entrada en vigencia de la reforma, que puede ser prorrogado una sola vez y por el máximo de un período igual, mediante resolución expedida por el Ministerio de Petróleo y Energía. Durante ese período, el ministerio y el ente designado por el Estado para la adquisición del mineral del oro pueden adoptar, de manera conjunta, las medidas necesarias para comprarlo cuando provenga de las actividades primarias realizadas por personas habilitadas, en las áreas destinadas a las actividades mineras<sup>80</sup>.

b) *LAS BRIGADAS MINERAS*. — La otra figura que introduce el decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro son las denominadas “brigadas mineras”<sup>81</sup>.

Estas brigadas constituyen una forma de asociación de personas naturales —a diferencia de las alianzas estratégicas, que se pueden hacer también con personas jurídicas—, que tienen como objetivo el desarrollo de la actividad de la minería aurífera a pequeña escala<sup>82</sup>.

Todo lo relacionado con la constitución, organización, duración y otros aspectos jurídicos será establecido por el Ejecutivo Nacional, a través del re-

<sup>78</sup> Artículo 25 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>79</sup> VILLEGAS MORENO (2012) pp. 99-144.

<sup>80</sup> Disposición transitoria séptima del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>81</sup> Artículo 17 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>82</sup> Artículo 17 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

glamento del decreto ley y en cualquier caso la constitución de estas brigadas se hará bajo el control del Ministerio de Petróleo y Minería<sup>83</sup>.

c) *LOS ASPECTOS COLATERALES DE LA REFORMA DE 2014*. — Antes de finalizar este subepígrafe, se deben mencionar los otros aspectos que fueron abordados en la reforma de 2014.

Los operadores habilitados para el ejercicio de las actividades primarias, así como las alianzas estratégicas para el ejercicio de la minería a pequeña escala, al encontrar minerales distintos al oro, están en la obligación de comunicarlo inmediatamente al Ministerio de Petróleo y Minería, que podrá disponer de estos para su aprovechamiento, conforme a las modalidades previstas en el decreto ley de Minas<sup>84</sup>.

El Estado, como propietario de los yacimientos del oro, tiene derecho a una participación máxima del 13 % en concepto de regalía sobre el producto final del mineral extraído, pero el Ministerio de Petróleo y Minería puede rebajar la regalía hasta un mínimo de 3 %<sup>85</sup>.

El Ministerio de Petróleo y Minería, en representación del Ejecutivo Nacional puede recibir la regalía en dinero o en equivalente —que consiste en el pago en metal de oro—<sup>86</sup>. No puede dejarse de mencionarse que la redacción del texto jurídico, por impropia, genera confusión<sup>87</sup>.

El mineral oro que se extraiga como consecuencia del desarrollo de la actividad de exploración y explotación es de obligatoria venta y entrega preferente al Banco Central de Venezuela, salvo que el Presidente de la República

<sup>83</sup> Artículo 17 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>84</sup> Artículo 41 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>85</sup> Artículo 29 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>86</sup> Artículo 30 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>87</sup> El artículo 30 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro dispone que la regalía podrá ser exigida por el Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio de Petróleo y Minería, “en especie o en dinero”, total o parcialmente. Mientras no lo exigiere de otra manera, se entenderá que opta por recibirla totalmente en dinero.

Cuando el Ejecutivo Nacional decida recibir la regalía “en especie”, podrá utilizar para los efectos de beneficio, transporte y almacenamiento, los servicios de la empresa que designe a tales fines, la cual deberá prestarlos hasta el lugar indicado, y recibirá el precio que se convenga por tales servicios. A falta de acuerdo, el precio será fijado por el ministerio con competencia en materia de minería.

Si se decide recibir la regalía en dinero, quienes desarrollen las actividades primarias deberán pagar el precio de las cantidades correspondientes, que serán medidas donde determine las normas técnicas que se dicten al efecto, a valor de mercado o valor convenido o en defecto de ambos a un valor fiscal fijado por el liquidador del mineral. A tal efecto el Ministerio de Petróleo y Minería liquidará la planilla correspondiente, la cual deberá ser pagada al Fisco Nacional dentro de los cinco días hábiles siguientes a su recepción.

disponga que sea otro ente al cual deberá venderse<sup>88</sup>. Esta obligación es de trascendental importancia, porque el oro amonedado y en barras depositado en las bóvedas del Banco Central de Venezuela puede constituir parte de las reservas internacionales del país<sup>89</sup>.

El Banco Central de Venezuela regula y efectúa operaciones en el mercado del oro en los términos y condiciones que él establezca a tales fines, sin perjuicio de las disposiciones contenidas en el reglamento del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro<sup>90</sup>.

Las actividades de comercialización de las joyas de oro de uso personal se encuentran excluidas de las disposiciones del decreto ley y corresponde al Ministerio de Petróleo y Minería determinar mediante resolución administrativa los criterios para la venta de oro destinada a la fabricación de joyas de uso personal<sup>91</sup>.

Lo hasta aquí expuesto plantea la necesidad de analizar sucintamente lo relacionado con los medios de solución de controversias entre el Estado y los afectados por el decreto-ley de estatización del mineral del oro, en virtud de las controversias surgidas a partir de la entrada en vigencia y aplicación de este texto jurídico.

#### § 7. LOS MODOS DE RESOLUCIÓN DE LAS CONTROVERSIAS ENTRE LOS INVERSIONISTAS AFECTADOS POR LA ESTATIZACIÓN Y EL ESTADO

El Estado se encuentra en el legítimo derecho de utilizar o no sus bienes y recursos naturales y de otorgar o extinguir los derechos para su explotación por los particulares, siempre que ello no implique sacrificios injustos, desproporcionados e irracionales para quienes de buena fe y confiados en las normas jurídicas existentes, asumieron una actividad empresarial bajo la vigilancia, supervisión, control y regulación del propio Estado.

Por ello, se considera que cualquier afectación a los derechos legítimamente adquiridos por quienes tenían otorgados y vigentes los títulos jurídicos habilitantes para la realización de las actividades mineras involucra la responsabilidad del Estado y por ende lo transforma en una persona obligada a indemnizar o reparar la lesión jurídica infligida.

<sup>88</sup> Artículo 32 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>89</sup> Artículo 127 de la Ley del Banco Central de Venezuela (G.O. N° 6.155, 19/11/2014).

<sup>90</sup> Artículo 32 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

<sup>91</sup> Artículo 32 del decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado de las actividades de exploración y explotación del oro.

Esto lleva a analizar, conforme a la legislación, ante qué institución pueden acudir los afectados, para intentar la resolución del conflicto surgido a raíz de la estatización de la actividad minero-aurífera.

El legislador, al establecer el régimen general de las minas, dispuso en el artículo 33 de la Ley de Minas: “En todo título minero se considera implícita la condición de que las dudas y controversias de cualquier naturaleza que puedan suscitarse con motivo de la concesión y que no puedan ser resueltas amigablemente por ambas partes, incluido el arbitraje, serán decididas por los Tribunales competentes de la República de Venezuela, de conformidad con sus leyes, sin que por ningún motivo ni causa puedan dar origen a reclamaciones extranjeras”.

Esta disposición contempla tres modalidades para la resolución de los conflictos entre inversionistas titulares de derechos mineros y el Estado.

El primero es la resolución amigable, mediante la libre y voluntaria negociación<sup>92</sup>, conciliación o mediación<sup>93</sup> de la disputa, que puede llevar a la interpretación concurrente, la modificación pactada o incluso a la terminación de mutuo acuerdo de la relación jurídica.

La segunda sería la posibilidad de acudir al arbitraje, como medio alternativo de resolución de controversia, conforme a la previsión del artículo 258 de la Constitución. En tal sentido, el legislador, en distintas leyes, ha reconocido como mecanismo para resolver conflictos entre partes el arbitraje<sup>94</sup>, tanto el contemplado a nivel internacional como nacional, que además puede ser institucional o independiente.

La tercera consiste en acudir a los tribunales competentes, que no son otros que aquellos que integran el orden jurisdiccional contencioso administrativo o el orden jurisdiccional constitucional, según lo dispuesto en los artículos 259 y 336 de la Constitución respectivamente, así como de la Ley Orgánica de la Jurisdicción Contencioso Administrativa<sup>95</sup> y de la Ley Orgánica del Tribunal Supremo de Justicia<sup>96</sup>.

El decreto ley de estatización del oro modifica parcialmente las reglas en materia de resolución de controversias al disponer, que aquellas que se deriven de todos los hechos y actividades realizados en ejecución de dicho texto normativo se rigen por las leyes de la República<sup>97</sup> y quedarán de manera exclusiva y excluyente sometidas a la jurisdicción de sus tribunales, conforme a las previsiones de la Constitución<sup>98</sup>.

<sup>92</sup> MATHEUS RODRÍGUEZ (2011) pp. 669-694.

<sup>93</sup> Respecto a la conciliación y mediación en el marco de un proceso administrativo ya instaurado, puede consultarse AGUILAR C. (2011) pp. 695-723.

<sup>94</sup> TORREALBA R. (2011) pp. 653-668.

<sup>95</sup> Ley (G.O. N° 39.451, 22/06/2010).

<sup>96</sup> Ley (G.O. N° 39.522, 1/10/2010).

<sup>97</sup> Esto reitera el principio general del Derecho conocido como territorialidad de la ley, que tiene reconocimiento expreso en el artículo 8° del Código Civil, según el cual “la autoridad de la ley se extiende a todas las personas nacionales o extranjeras que se encuentren en la República”.

<sup>98</sup> Artículo 34 del decreto ley que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares a éstas.

Al analizar esta redacción, la doctrina científica advierte que si bien el Estado deja claro que no renuncia a la jurisdicción venezolana, esto no supone de manera alguna “la anulación en virtud de la Ley Orgánica de las cláusulas que hubieran podido haber sido insertas en la concesiones o contratos mineros cuya terminación anticipada y unilateral se ha resuelto por la Ley Orgánica, por ejemplo, relativas a la sumisión de las controversias que deriven de la ejecución, cumplimiento e incumplimiento de las mismas a alguna jurisdicción arbitral, incluso fuera de Venezuela, como lo autoriza el artículo 151 de la Constitución” y seguidamente concluye que tampoco implica que “los inversionistas extranjeros que tengan posibilidad de acceso a alguna jurisdicción arbitral internacional, no pueden acudir a la misma en virtud de las previsiones de la ley de protección y promoción de inversiones de 1999 o de algún Convenio Bilateral de protección de Inversiones que pueda protegerlos”<sup>99</sup>.

Conforme a ello, dada la imposibilidad de otorgarle efectos retroactivos al decreto ley de estatización del oro, éste debe regir hacia el futuro, en virtud de lo cual las relaciones jurídicas nacidas con anterioridad a la misma se encuentran sometidas a las normas y cláusulas vigentes al momento de su celebración. En efecto, la reforma legal, aunque declara de orden público las disposiciones que la comprenden, por mandato constitucional rige hacia el futuro, pero jamás puede tener efecto retroactivo. Ello lleva a distinguir dos escenarios:

El primero se encuentra vinculado con las relaciones jurídicas establecidas entre el Estado y los inversionistas bajo la regulación minera anterior al decreto ley de estatización del oro, las cuales deben regirse por las leyes vigentes al momento en que surgieron los respectivos negocios jurídicos.

El segundo está vinculado con las relaciones jurídicas que nacieron a partir del momento en que los inversionistas resolvieron someterse a la nueva regulación: migrar a las empresas mixtas, en las cuales el Estado asume un porcentaje superior al 55 % de su capital social conforme lo impone el decreto ley de estatización del oro, así como cumplir con el régimen jurídico aplicable a estas sociedades.

En el primer escenario, la resolución de los conflictos surgidos por la terminación unilateral, forzosa y anticipada de la relación jurídica existente entre el Estado y los particulares inversionistas debe regirse por el artículo 33 de la Ley de Minas y lo dispuesto expresa o implícitamente en el título jurídico habilitante. Si se trata de un inversionista internacional, se puede acudir al arbitraje de la siguiente manera:

Una modalidad para hacerlo es conforme a lo que dispongan los tratados bilaterales de promoción y protección recíproca de inversiones, en caso que existan y que podrían remitir al Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de Otros Estados (CIADI); al Convenio constitutivo del Organismo Multilateral de Garantía de Inver-

<sup>99</sup> BREWER-CARÍAS (2011) p. 77.

siones (OMGI-MIGA) o a los arbitrajes especiales conforme a las Reglas de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el derecho mercantil internacional (CNUDMI).

La otra modalidad es aplicar lo dispuesto en la ley para la promoción y protección de las inversiones<sup>100</sup> y la ley de arbitraje comercial, en tanto no existiesen los tratados bilaterales antes mencionados.

En caso de tratarse de un inversionista nacional, dado que por mandato expreso de la Ley de Minas se considera implícita la cláusula de arbitraje como medio de resolución de controversias, resultaría aplicable el arbitraje nacional, conforme a las leyes antes mencionadas o la vía jurisdiccional ante los órganos competentes.

En el segundo escenario, la resolución de los conflictos surgidos con los inversionistas internacionales o nacionales que hayan migrado al nuevo régimen de regulación de la actividad aurífera conforme a las disposiciones del decreto ley de estatización del oro, en principio, quedarán sometidos de manera exclusiva y excluyente a la jurisdicción de los tribunales según las previsiones contenidas en la Constitución, siempre que no exista ningún tratado bilateral de protección de inversiones, o que, de existir, los inversionistas renuncien expresamente a su protección o que haya sido objeto de denuncia antes de producirse la inversión por parte del Estado venezolano y en consecuencia no resulte aplicable.

## § 8. LOS CASOS SOMETIDOS AL CIADI

No se pueden finalizar estos comentarios sin referirse a la especial situación generada durante 2012, con motivo de los conflictos que se encuentran sometidos a arbitraje en el CIADI.

El Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de Otros Estados (CIADI), celebrado en Washington el 18 de marzo de 1965 y que entró en vigor el 14 de octubre de 1966, fue suscrito por la República de Venezuela el 18 de agosto de 1993 y ratificado por el Congreso mediante la ley aprobatoria publicada el 3 de abril de 1995<sup>101</sup>, y posteriormente denunciado ante el Banco Mundial de manera formal por el Gobierno, según comunicado que se hizo del conocimiento público por el Ministerio de Relaciones Exteriores, el 24 de enero de 2012<sup>102</sup> y que se concretó definitivamente el 25 de julio de 2012.

<sup>100</sup> Decreto ley (G.O. N° 6.152, 18/11/2014).

<sup>101</sup> Ley (G.O. N° 35.685, 3/04/1995).

<sup>102</sup> El texto expresaba textualmente que “El Gobierno Bolivariano ha actuado con el fin de proteger el derecho del pueblo venezolano a decidir las orientaciones estratégicas de la vida económica y social de la nación, sustrayéndolo de una jurisdicción internacional que ha fallado 232 veces a favor de los intereses transnacionales, en las 234 causas que ha conocido a lo largo de su historia”. Cfr. EL UNIVERSAL (2012a).



No obstante, producto de la estatización de la actividad aurífera minera con anterioridad a dicha denuncia —el 16 de septiembre de 2011—, la sociedad mercantil ruso-canadiense Rusoro, que fue afectada por tal estatización, consideró inaceptable la reforma regulatoria y al no lograr ponerse de acuerdo con el Estado para obtener una indemnización por los activos de los que fue privada por el gobierno de Venezuela, ha solicitado en julio de 2012 el arbitraje internacional ante el CIADI.

El presidente de la empresa Rusoro explicó en comunicado de prensa que “las medidas del Gobierno venezolano se han traducido en una pérdida significativa”, y que “durante varios meses hemos tratado de encontrar una solución amistosa a la controversia con el gobierno venezolano, pero al final, a la luz de la aparente falta de voluntad del Gobierno para buscar una solución amistosa, el arbitraje se convirtió en el único recurso de la empresa”<sup>103</sup>.

Esta solicitud de arbitraje se suma a las formuladas por las mineras canadienses Crystallex, Gold Reserve y Vanessa Ventures, que pretenden las indemnizaciones derivadas de los perjuicios experimentados por las estatizaciones de los proyectos que venían ejecutando y los bienes que poseían en el sector minero aurífero.

La razón que ha tenido el gobierno para denunciar el Convenio CIADI en nombre del Estado es muy sencilla: su incapacidad de controlar o influir en los árbitros como lo hace con los jueces nacionales, lo que ha generado que los inversionistas internacionales que tienen acceso al arbitraje internacional acudan a él, dada la ausencia de credibilidad y confianza que transmiten los órganos jurisdiccionales nacionales.

Lo que debería hacer el gobierno es garantizar la real y efectiva independencia del Poder Judicial y la autonomía de los jueces para que resuelvan conforme a Derecho los conflictos que se les sometan a su conocimiento y en lugar de dedicarse a estar evadiendo los arbitrajes, debería dedicarse a cumplir la Constitución, los tratados internacionales, las leyes y los contratos en los términos pactados, lo que por sí solo evitaría los conflictos; pero en caso de producirse éstos, entonces lejos de pretender atribuirle la causa de la condena a los árbitros, —estos no actúan parcializados<sup>104</sup>, no son sobornables, ni se sometan a órdenes de ninguna persona, sino que actúan conforme a las reglas y protocolos del arbitraje—, debería prepararse mejor para participar en la selección de los árbitros y designar realmente buenos abogados que representen y defiendan con diligencia los derechos e intereses del Estado.

<sup>103</sup> Cfr. EL UNIVERSAL (2012b).

<sup>104</sup> TSJ-SC, sentencia n° 1541, 17/10/2008, ha expresado respecto a la condición de los jueces arbitrales que “. . . no escapa tampoco al análisis de esta Sala, que el desplazamiento de la jurisdicción de los tribunales estatales hacia los arbitrales, en muchas ocasiones se produce debido a que la resolución de conflictos la realizarán árbitros que en considerables casos se encuentran vinculados y tienden a favorecer los intereses de corporaciones transnacionales, convirtiéndose en un instrumento adicional de dominación y control de las economías nacionales, por lo que resulta poco realista esgrimir simplemente un argumento de imparcialidad de la justicia arbitral en detrimento de la justicia impartida por los órganos jurisdiccionales del Poder Judicial, para justificar la improcedencia de la jurisdicción de los contratos de interés general”.

Ello así, si el gobierno pretende sustraerse de los futuros arbitrajes internacionales, se va a ver obligado a denunciar todos los tratados válidamente suscritos y ratificados por la República que contemplen como medio de resolución de controversias el arbitraje internacional, lo que en todo caso no impedirá que los conflictos que surjan sigan sometidos a arbitraje durante algún tiempo, mientras existan inversionistas internacionales que hayan realizado sus negocios jurídicos con anterioridad a tales denuncias y sus inversiones estén protegidas por tales tratados.

Lo anterior lleva a señalar que la denuncia del Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de Otros Estados (CIADI) y el definitivo retiro de Venezuela no excluyen la jurisdicción de los tribunales arbitrales, ni impiden la aplicación de los tratados bilaterales de promoción y protección de las inversiones, así como tampoco el Convenio de las Naciones Unidas para el reconocimiento y cumplimiento de sentencias arbitrales extranjeras, conocida como Convención de Nueva York, de 10 de junio de 1958 y pretender su desconocimiento o desacato no diluye la responsabilidad internacional de la República.

Por último, pero no por ello menos importante, el precedente análisis lleva a concluir que el reciente decreto ley que reforma la regulación de la reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro es insuficiente para considerar que se ha introducido una nueva política de estímulo y fomento de la participación de la iniciativa privada e inversión de grandes capitales nacionales e internacionales en la actividad minero aurífera; por el contrario, se ha limitado a impulsar la minería en pequeña escala, lo que no parece que vaya a compensar al Estado la caída de los ingentes ingresos económicos, que percibía por el desarrollo de las actividades del sector hidrocarburos.

## § 9. LAS CONCLUSIONES

La exclusión de la actividad minero-aurífera del régimen general de la industria extractiva de la minería ha derivado en diversas consecuencias, que conllevan a la aplicación preferente y directa del ordenamiento jurídico especial y de manera supletoria y complementaria del ordenamiento jurídico ordinario de la actividad minera.

Este marco jurídico especial que ha sido objeto de análisis ha llevado a la configuración de un esquema de intervención estatal diferenciado en la actividad minero-aurífera, a la creación de categorías de participación privada nuevas, como las asociaciones estratégicas y las brigadas mineras, a la conformación de las autorizaciones como los títulos administrativos habilitantes específicos, al establecimiento de nuevos registros de operadores y al tratarse del aprovechamiento y explotación de bienes públicos, de la concreción de los beneficios económicos que el Estado legítimamente aspira obtener a través del pago de las regalías y el comercio del mineral del oro.

Es importante notar que en la industria extractiva minera general, el desarrollo de las actividades de exploración, explotación y comercialización es supervisada y fiscalizada por el ministerio; en tanto en la actividad minero aurífera, la comercialización del oro ha sido otorgada a la competencia de una autoridad pública distinta, que es el Banco Central de Venezuela, en virtud de la importancia que tiene este recurso para el establecimiento de las reservas internacionales el país.

La principal consecuencia de la reforma del régimen regulatorio de la actividad minera aurífera fue la afectación del desarrollo de las explotaciones que se encontraban previa y debidamente habilitadas, quedando los títulos habilitantes extinguidos de inmediato y con ello todos los derechos derivados de estos, lo que obligó a los afectados, en unos casos, a aceptar las condiciones impuestas por el nuevo régimen; y en otros a rechazarlas y plantear los conflictos conforme a las cláusulas arbitrales.

La reacción estatal ha sido denunciar el Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de Otros Estados (CIADI), para no quedar sujeto en el futuro a la jurisdicción de esta instancia arbitral internacional, pero ello no ha eliminado la responsabilidad del Estado, con respecto a los asuntos que fueron resueltos o que se ventilan ante este tribunal arbitral, con anterioridad a que cesará su aplicación como consecuencia de la denuncia.

#### BIBLIOGRAFÍA CITADA

##### *Libros y artículos de doctrina*

- AGUILAR CAMERO, Ramón Alfredo (2011): “La conciliación en el proceso contencioso administrativo”, en Brewer-Carías, Allan R., y Hernández-Mendible, Víctor R. (dirs.), *El contencioso administrativo y los procesos constitucionales*, (Caracas, Editorial Jurídica Venezolana) pp. 695-722.
- ARAUJO-JUÁREZ, José (2005): “La reserva al estado y la participación del sector privado en la industria petrolera en Venezuela”, en VV.AA., *Estudios en Homenaje a don Jorge Fernández Ruiz. Derecho administrativo* (México, Instituto de Investigaciones Jurídicas de la Universidad Nacional Autónoma de México) pp. 19-43.
- ARAUJO-JUÁREZ, José (2008): “Régimen general de derecho público relativo a las empresas del Estado”, en VV.AA., *Nacionalización, libertad de empresa y asociaciones mixtas* (Caracas, Editorial Jurídica Venezolana) pp. 191-241.
- ARAUJO-JUÁREZ, José (2010): *Derecho administrativo general. Servicios públicos*, (Caracas, Ediciones Paredes).
- ARAUJO-JUÁREZ, José (2012): *Los servicios públicos domiciliarios* (Dir. Víctor R. Hernández-Mendible) (Caracas, Editorial Jurídica Venezolana, Fundación de Estudios de Derecho Administrativo, Centro de Estudios de Regulación Económica de la Universidad Monteávila) pp. 197-220.
- BREWER-CARIÁS, Allan R. (2008): “Una ‘estatización’ petrolera en 2006-2007 mediante la terminación unilateral y anticipada de los contratos operativos y de asociación respecto de las actividades primarias de hidrocarburos”, en VV.AA., *Nacionali-*

- zación, libertad de empresa y asociaciones mixtas*, (Caracas, Editorial Jurídica Venezolana) pp. 125-190.
- BREWER-CARIAS, Allan R. (2011): “Comentarios sobre la ley orgánica de nacionalización de la minería del oro y de la comercialización del oro”, *Revista de Derecho Público* (Caracas, Editorial Jurídica Venezolana), n° 127: pp. 65-77.
- DELPIAZZO, Carlos E. (2015): “Panorama del derecho minero uruguayo”, *RADEHM*, n° 4: pp. 183-204.
- FIGUEIRAS ROBISCO, Alejandra (2012): “El decreto que reservó al Estado la actividad minera del oro”, *Revista de Derecho Público* (Caracas, Editorial Jurídica Venezolana), n° 130: pp. 307-309.
- HERNÁNDEZ-MENDIBLE, Víctor R. (2012a): “La participación privada en la actividad minera y las cláusulas ambientales”, en Ferney Moreno, Luis (comp.) *Regulación minero-petrolera colombiana y comparada*, vol. 7 de la Colección de Regulación Minera y Energética (Bogotá, Universidad Externado de Colombia) pp. 195-270.
- HERNÁNDEZ-MENDIBLE, Víctor R. (2012b): “La regulación de la reserva del Estado de las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y su impacto sobre los medios de resolución de controversias”, *Revista de Derecho Público* (Caracas, Editorial Jurídica Venezolana), n° 130: pp. 295-306.
- HERNÁNDEZ-MENDIBLE, Víctor R. (2012c): “La garantía constitucional de la expropiación”, en VV.AA., *Aportes para un Estado eficiente. Ponencias del V Congreso Nacional de Derecho Administrativo* (Lima, Palestra) pp. 331-363.
- HERNÁNDEZ-MENDIBLE, Víctor R. (2012d): “La reserva del Estado de las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares”, en VV.AA., *VII Congreso Iberoamericano de Regulación: energía, minería, petróleo, gas y otros sectores regulados* (Bogotá, Universidad Externado de Colombia) pp. 385-410.
- HERNÁNDEZ-MENDIBLE, Víctor R. (2013): “Las concesiones administrativas en la actividad minera”, en Matilla Correa, Andry y Cavalcanti, Bruno (coords.), *Estudios latinoamericanos sobre concesiones y PPP* (Salamanca, Ratio Legis) pp. 347-388.
- HERNÁNDEZ-MENDIBLE, Víctor R. (2014): “El paradigma del desarrollo sostenible como condicionante del uso y explotación de los recursos naturales en el MERCOSUR”, en Tablante, Carlos y Jiménez Guanipa, Henry (coords.), *Petróleo. Bendición o maldición. 100 años de Zumaque I* (Caracas, La Hoja del Norte) pp. 577-609.
- MATHEUS RODRÍGUEZ, Duilio D. (2011): “La negociación como medio alterno de resolución de conflictos”, en Brewer-Carías, Allan R. y Hernández Mendible, Víctor R. (dirs.), *El contencioso administrativo y los procesos constitucionales* (Caracas, Editorial Jurídica Venezolana) pp. 669-693.
- PERNÍA REYES, Mauricio Rafael (2011): “El desarrollo de Infraestructuras para el aprovechamiento de bienes del dominio público: una visión desde el Derecho minero venezolano”, en Saddy, A. y Linares Martínez, Aurilivi (dirs.), *Direito das infraestruturas. Un estudo dos distintos mercados regulados* (Río de Janeiro, Lumen Juris) pp. 331-356.
- TORREALBA R., José Gregorio (2011): “Comentarios sobre algunos problemas actuales del arbitraje con Estados u otros entes públicos”, en Brewer-Carías, Allan R. y Hernández Mendible, Víctor R. (dirs.), *El contencioso administrativo y los procesos constitucionales* (Caracas, Editorial Jurídica Venezolana) pp. 653-668.
- VILLEGAS MORENO, José Luis (2012): “Desarrollo sustentable, pueblos y territorios indígenas: una sinfonía inacabada en Venezuela: Barí y Yukpas”, en Ferney Moreno, Luis (comp.) *Regulación minero-petrolera colombiana y comparada*, vol. 7 de la Colección de Regulación Minera y Energética (Bogotá, Universidad Externado de Colombia) pp. 99-144.

ZABALLA, Hernán M. y ARBELECHE, Sergio D. (2014): “Evolución de la intervención estatal en la legislación minera argentina”, *RADEHM*, n° 1: pp. 101-132.

*Artículos periodísticos*

- EL UNIVERSAL (2011a): “Venezuela brinda apoyo por carta al régimen de Gadafi”, publicado el 6 de agosto de 2011, disponible en <http://www.eluniversal.com/2011/08/06/venezuela-brinda-apoyo-por-carta-al-regimen-de-gadafi> (último acceso: 1/8/2015).
- EL UNIVERSAL (2011b): “Presidente anuncia nacionalización de la explotación de oro”, publicado el 18 de agosto de 2011, disponible en <http://www.eluniversal.com/2011/08/18/presidente-anuncia-nacionalizacion-de-explotacion-de-oro> (último acceso: 1/8/2015).
- EL UNIVERSAL (2011c): “Chávez ordena la transferencia de 211 toneladas de oro al BCV”, publicado el 18 de agosto de 2011, disponible en <http://www.eluniversal.com/economia/110818/chavez-ordena-la-transferencia-de-211-toneladas-de-oro-al-bcv> (último acceso: 1/8/2015).
- EL UNIVERSAL (2012a): “Comunicado oficial de Venezuela sobre su salida del CIADI”, publicado el 25 de enero de 2012, disponible en <http://www.eluniversal.com/economia/120125/comunicado-oficial-de-venezuela-sobre-su-salida-del-ciadi> (último acceso: 1/8/2015).
- EL UNIVERSAL (2012b): “Inician otra acción de arbitraje contra Venezuela en el CIADI”, publicado el 18 de julio de 2012, disponible en <http://www.eluniversal.com/economia/120718/inician-otra-accion-de-arbitraje-contra-venezuela-ante-el-ciadi> (último acceso: 1/8/2015).
- NOTICIAS 24 (2011): “Venezuela decide movilizar sus reservas internacionales para ‘diversificar la cartera’”, publicado el 17 de agosto de 2011, disponible en <http://economia.noticias24.com/noticia/74992/dice-que-la-decision-de-movilizar-las-reservas-internacionales-permite-diversificar-la-cartera/> (último acceso: 1/8/2015).

NORMAS CITADAS

- Constitución de la República de Venezuela (G.O. N° 5.453, 24/03/2000, enmendada según G.O. N° 5.908, 19/02/2009).
- Ley Aprobatoria del Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de Otros Estados (CIADI) (G.O. N° 35.685, 3/04/1995).
- Ley de Minas (Gaceta Oficial N° 5.382, 28/09/1999).
- Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas (G. O. N° 38.632, 26/02/2007).
- Ley sobre los Efectos del Proceso de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas (G. O. N° 38.785, 08/10/2007).
- Ley de Contrataciones Públicas (G.O. N° 5.877, 14/03/2008), reimpresa por error de copia, (G.O. N° 38.895, 25/03/2008); reformada por primera vez (G.O. N° 39.165, 24/05/2009) y posteriormente (G.O. N° 39.503, 6/09/2010).
- Ley Orgánica que reserva al Estado bienes y servicios conexos a las actividades primarias de Hidrocarburos, (Gaceta Oficial N° 39.173, 07/05/2009).

- Ley Orgánica de la Jurisdicción Contencioso Administrativa, (G.O. N° 39.451, 22/06/2010).
- Ley Orgánica del Tribunal Supremo de Justicia, (G.O. N° 39.522, 1/10/2010).
- Ley que autoriza al Presidente de la República a dictar decretos con rango, valor y fuerza de Ley, en las materias que le deleguen (G.O. N° 6.009, 17/12/2010).
- Ley Orgánica de Telecomunicaciones (G.O. N° 39.610, 7/02/2011).
- Decreto con rango, valor y fuerza de Ley Orgánica de Reorganización del Sector Eléctrico (G.O. N° 38.736, 31/07/2007, reformado según G.O. N° 39.493, 23/08/2010).
- Decreto con rango, valor y fuerza de Ley Orgánica de Ordenación de las Empresas que Desarrollan Actividades en el Sector Siderúrgico en la Región de Guayana (G.O. N° 38.928, 12/05/2008).
- Decreto con rango, valor y fuerza de Ley Orgánica de Ordenación de las Empresas Productoras de Cemento (G.O. N° 5.886, 18/06/2008).
- Decreto con rango, valor y fuerza de Ley Orgánica que reserva al Estado las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares (G.O. N° 6.150, 18/11/2014).
- Decreto con rango, valor y fuerza de Ley de Contrataciones Públicas (G.O. N° 6.154, 19/11/2014).
- Decreto con rango, valor y fuerza de Ley del Banco Central de Venezuela (G.O. N° 6.155, 19/11/2014).
- Decreto-ley que reserva, al Estado, las actividades de exploración y explotación del oro, así como las conexas y auxiliares (G.O. N° 39.759, 16/09/2011), reformado según (G.O. N° 6.063, 15/12/2011).
- Decreto-ley para la promoción y protección de las inversiones (G.O. N° 6.152, 18/11/2014).
- Reglamento de la Ley de Minas (G.O. N° 37.155, 9/3/2001).

#### JURISPRUDENCIA CITADA

- Corte Suprema de Justicia en Sala Plena, sentencia del 23 de abril de 1991, caso *Lagoven solicita interpretación para realizar los convenios operativos de la apertura petrolera* (consultada en original).
- Tribunal Supremo de Justicia en Sala Constitucional, sentencia N° 1971, de 16 de octubre de 2001, caso *Víctor Rafael Hernández-Mendible, demanda de inconstitucionalidad contra el carácter “Orgánico” del Decreto con rango y fuerza de Ley sobre promoción de la inversión privada bajo el régimen de concesiones*, disponible en <http://historico.tsj.gob.ve/decisiones/scon/octubre/1971-161001-00-0024.htm> (último acceso: 30/07/2015).
- Tribunal Supremo de Justicia en Sala Constitucional, sentencia 1541, de 17 de octubre de 2008, caso *Estado venezolano demanda de interpretación constitucional del artículo 258 de la Constitución, sobre la procedencia del arbitraje*, disponible en <http://historico.tsj.gob.ve/decisiones/scon/Octubre/1541-171008-08-0763.htm> (último acceso: 30/07/2015)

## POR UN DERECHO UNIVERSAL A LOS SERVICIOS ENERGÉTICOS MODERNOS\*

### TOWARD A UNIVERSAL RIGHT TO MODERN ENERGY SERVICES

Por CHRISTOPHE KROLIK\*\*

*Resumen:* Este artículo invita al Comité de los Derechos Económicos, Sociales y Culturales de las Naciones Unidas a reconocer el “derecho a los servicios energéticos modernos” en una observación general.

*Palabras clave:* Derecho a los servicios energéticos modernos, derechos humanos, Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales (PIDESC), acceso universal a los servicios energéticos modernos.

*Abstract:* This paper invites the Committee on Economic, Social and Cultural Rights to recognize the right to modern energy services in a General Comment.

*Key words:* Right to modern energy services, human rights, International Covenant on Economic, Social and Cultural Rights (ICESCR), universal access to modern energy services.

### § 1. INTRODUCCIÓN

La energía es necesaria para la vida<sup>1</sup>. La palabra “energía” proviene del griego ἐνέργεια (*energeia*) cuyo significado es la “fuerza en acción”. La energía genera un cambio de estado en la materia; ella permite a las personas y a las cosas evolucionar y transformarse. La energía es única en la naturaleza, tanto por sus características particulares como por sus efectos originales y su necesidad en la realización de toda cosa. Ella es un vector que permite pasar del frío al calor, de la oscuridad a la luz, de la estática al movimiento y

\* Recibido: 12/1/2016. Aprobado: 3/3/2016.

\*\* Post-doctorado (Universidad de Pau et des Pays de l'Adour, Francia, 2013); Doctorado (Universidad de Limoges, Francia, 2011); Maestrias (Universidad de Boulogne-sur-mer, Francia, 2004); Catedrático de la Facultad de Derecho de la Universidad Laval, sita en Quebec. Director del Centro de Investigación y de Innovación “Goldcorp” en Derecho de los Recursos Naturales y de la Energía. Correo electrónico: christophe.krolik@fd.ulaval.ca.

<sup>1</sup> SAOMNTE SOLIS (2014) p. 10.

viceversa. Ella se manifiesta cotidianamente en la iluminación, la calefacción, el transporte, la agricultura mecanizada, el funcionamiento de los equipos electrónicos, etc. El acceso a la energía permite entonces la realización de múltiples acciones, de las cuales una gran mayoría son necesarias para satisfacer las necesidades fundamentales del ser humano<sup>2</sup>.

La energía está asociada a la vida pero un acceso insuficiente a esta puede tener consecuencias nocivas y atentar contra la dignidad de las personas: “la falta de acceso a la energía, así como a los servicios energéticos modernos y sostenibles es un factor importante que repercute directamente en las actividades encaminadas a lograr la erradicación de la pobreza, el mayor desafío que enfrenta el mundo hoy día, así como en la consecución de los Objetivos de Desarrollo del Milenio en el mundo en desarrollo”<sup>3</sup>. En estos momentos, 1.300 millones de personas en el mundo no tienen electricidad<sup>4</sup>. A esta cifra podemos agregar que 2.600 millones de personas, es decir cerca del 40 % de la población mundial, contribuye a la biomasa tradicional para cocinar y calentarse, generando humos tóxicos que provocan enfermedades pulmonares y la muerte de millones de personas por año, principalmente mujeres y niños<sup>5</sup>. Entre 2010 y 2011, 54 millones de personas adicionales han debido recurrir al uso de la biomasa tradicional para la cocción<sup>6</sup>. La interrogante del acceso a la energía se sitúa sobre los planos cuantitativos y cualitativos e implicaría inversiones en estos dos planos.

Según el economista Fatih Birol, jefe de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), para asegurar el acceso universal a la energía en el año 2030 sería necesario “multiplicar prácticamente por cinco el monto invertido en el año 2009 y lograr inversiones de hasta 48.000 millones de dólares por año”<sup>7</sup>. También comenta que tal suma “no representaría más que el 3 % de las inversiones mundiales previstas en la energía”<sup>8</sup>. En consecuencia, el número de personas dependientes de la biomasa tradicional debería alcanzar 2.800 millones en el año 2030. Según el Organismo Mundial de la Salud (OMS), este fenómeno debería ocasionar más de 1,5 millones de muertos prematuros por año, es decir, más de 4.000 fallecimientos por día, cifra que supera la mortalidad prematura causada por la malaria, la tuberculosis o el VIH/SIDA<sup>9</sup>. El “Grupo de alto nivel sobre la energía sostenible para todos” de las Naciones Unidas (ONU) aporta una respuesta clara al interrogante sobre la

<sup>2</sup> BRADBROOK y OTTINGER (2003); SMOLIN (2009) p. 135.

<sup>3</sup> “Promoción de las fuentes de energía nuevas y renovables”, Resolución 67/21 de la Asamblea General de las Naciones Unidas (21 de diciembre de 2012), U.N. Doc. A/RES/67/215.

<sup>4</sup> *Ibid.*

<sup>5</sup> *Ibid.*

<sup>6</sup> AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE) (2013) p. 4.

<sup>7</sup> ARMAGNAC (2011).

<sup>8</sup> *Ibid.*; GRUPO ASESOR DEL SECRETARIO GENERAL DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO (AGECC) (2010) p. 14; PEDERSON (2010) p. 364.

<sup>9</sup> AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE), PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO (PNUD), ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL (ONUDI) (2010) p. 7.



capacidad de los medios empleados: “Realising these objectives will require a decisive shift away from ‘business as usual’”<sup>10</sup>.

Este hecho lleva a algunos sistemas jurídicos a acordar una protección particular al acceso a la energía. En efecto, y a nivel de la Unión Europea, el derecho de acceso a servicios energéticos modernos y/o de acceso universal a la energía se encuentra en pleno desarrollo. En un anuncio del 18 de setiembre del 2013, el Comité Económico y Social Europeo calificó la energía como un “bien común esencial para que cada uno pueda vivir dignamente” y propuso integrar el “derecho al acceso universal a la energía » en los tratados fundamentales de la Unión Europea”<sup>11</sup>.

Por otra parte, varios países ya han incluido en sus ordenamientos jurídicos internos el derecho de acceso universal a la energía y/o de servicios energéticos modernos. En Francia, la ley del 10 de febrero de 2000 reconoció “el derecho de todos a la electricidad”<sup>12</sup>, la ley del 13 de julio de 2005 consagró un “derecho de acceso a la energía”<sup>13</sup>, y el artículo L.100-1 del Código de la Energía dispone que la política energética “garantiza la cohesión social y territorial asegurando un derecho de acceso de todos los hogares a la energía sin un costo excesivo en relación a sus recursos”. La protección jurídica del acceso a la energía no es en lo absoluto patrimonio de los Estados desarrollados. Por ejemplo, el artículo 48 de la Constitución de la República Democrática del Congo dispone que “el derecho a una vivienda digna, el derecho al acceso al agua potable y a la energía eléctrica están garantizados. La ley fija las modalidades del ejercicio de estos derechos”.

En suma, algunos sistemas jurídicos nacionales, si bien no reconocen aún en forma directa el derecho de acceso a los servicios energéticos modernos, cuentan con cierto marco jurídico que, indirectamente, lo protege. En la Argentina, el Proyecto Energías Renovables para Mercados Rurales (PERMER), apoyado por el Banco Mundial (BM), tiene como objetivo central proveer de un servicio eléctrico que satisfaga sus necesidades básicas de iluminación y comunicación social, con fuentes descentralizadas de suministro basadas en tecnologías que mayoritariamente usen recursos renovables, en forma confiable y sostenible<sup>14</sup>. El decreto 516/2015 crea el Programa de Inclusión Eléctrica Nacional (PROINEN), estableciéndose como objetivos principales la normalización de las redes de baja tensión y las instalaciones interiores

<sup>10</sup> GRUPO DE ALTO NIVEL DEL SECRETARIO GENERAL SOBRE ENERGÍA SOSTENIBLE PARA TODOS (2012) p. 4.

<sup>11</sup> Dictamen del Comité Económico y Social Europeo sobre el tema «Por una acción europea coordinada para prevenir y combatir la pobreza energética», 18 de septiembre de 2013.

<sup>12</sup> Ley 2000-108 de 10 de febrero de 2000 sobre la modernización y el desarrollo del servicio público de electricidad, *Diario Oficial de la República Francesa (JORF)*, N° 35 de 10 febrero de 2000, p. 2143, art. 1.

<sup>13</sup> Ley 2005-781 de 13 de julio de 2005 sobre el programa que establece las directrices para la política energética, *Diario Oficial de la República Francesa (JORF)*, N° 163 de 14 de julio de 2005, p. 11570, art. 2.

<sup>14</sup> MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE (2008); BANCO MUNDIAL (2015).

de los barrios beneficiarios, con la finalidad de disminuir la cantidad de accidentes y siniestros derivados de las instalaciones precarias y de las instalaciones interiores de las viviendas para velar por la inclusión y seguridad del consumo eléctrico.

El “derecho a la energía” integra entonces un número creciente de sistemas jurídicos, y podría constituir una opción privilegiada para hacer retroceder la precariedad energética<sup>15</sup>. Sin embargo, la amplitud de las acciones por ejecutarse en materia del acceso a la energía implicaría un marco jurídico universal.

Este artículo se propone demostrar que una observación general del Comité constituiría un medio apropiado para promover el objetivo de garantizar el acceso de todos a los servicios energéticos confiables y modernos, a un costo asequible antes de 2030. La primera parte expone los intereses que presentaría este reconocimiento (§ 2), en tanto que la segunda parte se dedica al alcance de este derecho (§ 3).

## § 2. LOS INTERESES DE UNA OBSERVACIÓN GENERAL DEL CDESC SOBRE EL DERECHO A LOS SERVICIOS ENERGÉTICOS MODERNOS

El Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales (PIDESC) fue adoptado el 16 de diciembre de 1966 y no constituye una referencia al acceso a la energía. Sin embargo, el Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales (CDESC) tiene la facultad de adoptar las observaciones generales en las cuales precisa su interpretación de las disposiciones del PIDESC. Estas no presentan un carácter vinculante. No obstante, ofrecen indicaciones a los Estados sobre la forma de concebir las disposiciones del PIDESC y sobre la manera de aplicarlas. En otras palabras, el CDESC, a través de sus observaciones generales, ejerce un rol importante en cuanto a la interpretación del PIDESC y su correlativa adaptación frente a las nuevas demandas sociales. Hasta el presente, el Comité ha publicado 21 observaciones generales, facultad que a nuestro criterio constituye una herramienta adecuada para reconocer, a través de la vía interpretativa, el derecho a servicios energéticos modernos.

Una consagración del derecho a los servicios energéticos modernos podría entonces emerger por esta vía y los propósitos subsiguientes muestran que el contexto jurídico y social pueden resultar favorable a esta (acápito a), que ella constituiría un medio esencial para unir y universalizar este concepto (acápito b) y que los diferentes medios podrían ser ejecutados para evaluar y controlar la aplicación (acápito c).

a) *UN CONTEXTO JURÍDICO Y SOCIAL FAVORABLE.* — La consagración de una observación general del CDESC sobre el derecho a los servicios energéticos

<sup>15</sup> BRADBROOK y GARDAM (2006) p. 389; BRADBROOK y GARDAM (2010) p. 1.

modernos no debería sorprendernos<sup>16</sup>. En efecto, esta se inscribiría en un contexto que presenta grandes similitudes a este y que ha conducido a las observaciones generales sobre el derecho a una vivienda digna y el derecho al agua.

El Comité proclamó el derecho a una vivienda digna en su Observación General n° 4 de 1991, fundamentándose en el derecho de toda persona a un nivel de vida digna<sup>17</sup>. Este reconocimiento se da en un clima social particular, ya que el mundo contaba en esa época con 100 millones de personas indigentes y más de mil millones con viviendas precarias. Sobre el plano jurídico, la Asamblea General de la ONU había consagrado el año 1987 “Año Internacional de la Vivienda para las Personas sin Hogar” y había adoptado la estrategia mundial de la vivienda hasta el año 2000<sup>18</sup>. De forma similar, en la Observación General n° 15 de 2002, el Comité consagró el derecho al agua sobre el fundamento del derecho a un nivel de vida digno y el derecho de toda persona a gozar de un mejor estado de salud física y mental que esta sea capaz de alcanzar<sup>19</sup>. Este reconocimiento se efectuó dentro de un contexto igualmente delicado, donde mil millones de personas no se beneficiaban de un suministro elemental de agua y donde miles de millones de personas no tenían acceso a un saneamiento adecuado. Sobre el plano jurídico, el rol vital del acceso al agua había sido reconocido en una variedad de instrumentos jurídicos internacionales.

La cuestión del derecho a los servicios energéticos modernos presenta grandes similitudes con las circunstancias anteriores a los reconocimientos del derecho a una vivienda digna y al derecho al agua, debido a que 1.300 millones de personas en el mundo no tienen acceso a la electricidad y que 2.600 millones de personas dependen de la biomasa tradicional para cocinar y calentarse. El contexto jurídico merece igualmente la atención, ya que la Asamblea General de la ONU proclamó al año 2012: “Año internacional de la energía sostenible para todos”<sup>20</sup>. Esta consagración completa una iniciativa del Secretario General de la ONU relacionada a la energía sostenible para todos, proponiendo tres objetivos para el año 2030: el acceso universal a los servicios energéticos modernos, la duplicación de la tasa de mejora en la eficiencia energética y la duplicación de la energía renovable en la combinación energética<sup>21</sup>. Esta iniciativa recibió, en la declaración de Río+20: “El futuro que nosotros queremos”, el compromiso de los Estados en cuanto a los servicios energéticos modernos: “Nos comprometemos a facilitar la prestación de apo-

<sup>16</sup> TULLY (2006b) p. 531.

<sup>17</sup> Observación General N° 4: “El derecho a una vivienda adecuada”, Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales, U.N. Doc. E/1992/23 (1991).

<sup>18</sup> Estrategia Mundial de la Vivienda hasta el Año 2000, Resolución 42/191 de la Asamblea General de las Naciones Unidas (11 de diciembre de 1987), U.N. Doc. A/RES/42/191.

<sup>19</sup> Observación general N° 15: “El derecho al agua”, Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales, U.N. Doc. E/C.12/2002/11 (2003).

<sup>20</sup> Año Internacional de la Energía Sostenible para Todos, Resolución 65/15 de la Asamblea General de las Naciones Unidas (20 de diciembre de 2010), U.N. Doc. A/RES/65/151.

<sup>21</sup> KAIME y GLICKSMAN (2015) p. 1430.

yo para que obtengan acceso a esos servicios los 1.400 millones de personas en el mundo que actualmente no disponen de ellos”<sup>22</sup>. En una resolución del 20 de marzo de 2013, la Asamblea General de la ONU proclamó el periodo 2014-2024: “Decenio de las Naciones Unidas relativo a la energía sostenible para todos” y solicita a los Estados miembros que estimulen las iniciativas que buscan hacer del acceso universal a los servicios energéticos modernos y sostenibles una prioridad<sup>23</sup>. La Asamblea General de la ONU considera igualmente “la importancia de tener debidamente en cuenta las cuestiones energéticas en la elaboración de la agenda para el desarrollo después de 2015”<sup>24</sup>. En este sentido, el 25 de setiembre de 2015, los Estados miembros de la ONU adoptaron los objetivos de desarrollo sostenible, incluyendo el objetivo 7.1: “Para el año 2030, garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos”<sup>25</sup>.

El acceso universal a los servicios energéticos modernos antes de 2030 constituye desde ahora una preocupación de los Estados y se inscribe en un contexto jurídico y social comparable a aquellos que han dado origen a las observaciones generales a favor del derecho a una vivienda digna y al derecho al agua. El momento sería entonces propicio para que el Comité reconozca un derecho a los servicios energéticos modernos, que podría estar fundado sobre el artículo 11, relacionado al derecho de toda persona a un nivel de vida digna, y sobre el artículo 12, que reconoce el derecho de toda persona de gozar del mejor estado de salud física y mental que ella sea capaz de alcanzar. Esta contribuiría a unir y universalizar el derecho a los servicios energéticos modernos.

b) *UN MEDIO PARA UNIR Y UNIVERSALIZAR*. — Los reconocimientos actuales del derecho a los servicios energéticos modernos no resultan únicamente de constituciones y de leyes. En muchas jurisdicciones, las instancias encargadas de hacer aplicar las normas jurídicas han contribuido igualmente a su surgimiento por una interpretación constructiva de estas mismas. En su observación general n°4, el CDESC precisa que “todos los beneficiarios del derecho a una vivienda adecuada deben tener un acceso permanente (. . .) a la energía para cocinar, la calefacción e iluminación”. En dos decisiones del 5 de diciembre de 2007, el Comité Europeo de los Derechos Sociales condenó a Francia por incumplimiento al derecho a la vivienda, considerando que su realización requiere “el acceso a la vivienda en un nivel digno”, refiriéndose

<sup>22</sup> “El futuro que queremos” (Declaración de Río+20), Resolución 66/288 de la Asamblea General de las Naciones Unidas (11 de septiembre de 2012), U.N. Doc. A/RES/66/288, párr. 125.

<sup>23</sup> “Promoción de las fuentes de energía nuevas y renovables” (2012), U.N. Doc. A/RES/67/215, ob. cit.

<sup>24</sup> *Ibid.*

<sup>25</sup> “Transformar nuestro mundo: la Agenda de 2030 para el Desarrollo Sostenible”, resolución aprobada por la Asamblea General el 25 de septiembre de 2015, U.N. Doc. A/RES/70/L.1.

explícitamente a la observación general n° 4 del CDESC<sup>26</sup>. La corte constitucional de África del Sur reconocía que el derecho a la vivienda digna, inscrito en su constitución, incluye el acceso a los servicios tales como la electricidad<sup>27</sup>. La Corte Europea de los Derechos del Hombre pudo considerar que el rechazo de conectar una casa rodante a la electricidad puede constituir una injerencia dentro del derecho al respeto de la vida familiar y del domicilio<sup>28</sup>, posición retomada por el Consejo de Estado francés<sup>29</sup>. La Comisión Africana de los Derechos del Hombre y los Pueblos considera que el incumplimiento de un gobierno de proporcionar servicios esenciales tales como el agua potable y la electricidad puede constituir una violación del derecho de toda persona de gozar de mejor estado de salud física y mental<sup>30</sup>. La Alta Corte de África del Sur considera que la ley reconoce el “derecho a demandar la electricidad”<sup>31</sup>.

La protección del acceso a los servicios energéticos modernos, por la asignación de derechos existentes, ha sido entonces consagrada varias veces, y una observación general del CDESC podría unificar este fenómeno. El PIDESC ha sido ratificado por 162 Estados; este reconocimiento ofrecería una base universal al derecho a los servicios energéticos modernos. Esto permitiría igualmente a otras jurisdicciones inspirarse en esta interpretación respecto de los derechos que ellas están encargadas de aplicar. Más que un símbolo fuerte asociado a este reconocimiento, los medios jurídicos podrían ser implementados para asegurar la evaluación y controlar la aplicación.

c) *LA EVALUACIÓN Y EL CONTROL DE LA APLICACIÓN.* — Varios medios jurídicos existen para evaluar y controlar la aplicación de los derechos contenidos en el PIDESC por los Estados. Una observación general sobre el derecho a los servicios energéticos modernos permitiría entonces evaluar y controlar la aplicación del PIDESC bajo este ángulo.

En cuanto a la evaluación de la aplicación, los Estados se comprometen a presentar reportes sobre las medidas adoptadas y los progresos obtenidos en vista de asegurar el respeto de los derechos contenidos en el Pacto<sup>32</sup>. Estos reportes son dirigidos al secretario general de la ONU, quien le transmite una copia al Consejo Económico y Social (CES) para revisión, así como a las instituciones especializadas de la ONU. Este procedimiento presenta diversos intereses.

En principio, esto lleva a cada Estado Parte a realizar un estudio conjunto de sus leyes, reglamentos, procedimientos y prácticas que busquen fomentar su conformidad con el PIDESC tanto como sea posible. Luego,

<sup>26</sup> *ATD-Quart Monde vs. France* (2007); *FEANTSA vs. France* (2007).

<sup>27</sup> *Government of the Republic of South Africa c/ Grootboom* (2001) párr. 37.

<sup>28</sup> *Stenegry et Adam vs. France* (2007).

<sup>29</sup> *Mme A. c/ Cne de Gouvernes* (2010).

<sup>30</sup> *Free Legal Assistance Group and Others v. Zaire* (1995).

<sup>31</sup> *Hendrik Frederik Meyer v. Moqhaka Local Municipality* (2004).

<sup>32</sup> Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales (PIDESC), 16 de diciembre de 1966, entrada en vigor: 3 de enero de 1976, art. 16.

permite evaluar la importancia de los progresos realizados hacia la ejecución de las obligaciones previstas en el PIDESC y dirigir los factores y las dificultades que se oponen a esta implementación efectiva. Finalmente, estos reportes deben proporcionar al CES una base, permitiéndole cumplir sus responsabilidades en materia de control de la ejecución de estas obligaciones por los Estados y facilitar la realización de los derechos económicos, sociales y culturales.

El CES tiene la posibilidad de concluir acuerdos con instituciones especializadas, en vista de la presentación por estas de reportes relativos a los progresos obtenidos en cuanto a la observación de las disposiciones del PIDESC<sup>33</sup>. El CES puede igualmente presentar en forma periódica a la Asamblea General de la ONU reportes que contienen recomendaciones de carácter general y un resumen de las informaciones recibidas de los Estados y las instituciones especializadas sobre las medidas adoptadas y los progresos obtenidos en búsqueda de asegurar el respecto general de los derechos reconocidos en el PIDESC<sup>34</sup>. También puede llamar finalmente la atención de otros órganos de la ONU, de sus órganos subsidiarios y de las instituciones especializadas interesadas que se ocupen de proporcionar una asistencia técnica a todo cuestionamiento que plantean los reportes mencionados y que podría ayudar a estos organismos a pronunciarse, cada uno en su propia esfera de competencias, sobre la oportunidad de medidas internacionales propias para contribuir a la ejecución efectiva y progresiva del PIDESC<sup>35</sup>. El procedimiento de los reportes presentaría entonces el interés de dirigir una evaluación de la situación del reconocimiento y de la aplicación del derecho a los servicios energéticos modernos dentro de los ordenamientos jurídicos nacionales, de contribuir a su consolidación y de orientar las acciones de las instituciones de la ONU en favor de este mismo.

En cuanto al control de la aplicación, la Asamblea General de la ONU adoptó, en una resolución del 10 de diciembre de 2008, un protocolo opcional relativo al PIDESC, por el que se establecen vías de auxilio para las víctimas de violaciones de los derechos económicos, sociales y culturales<sup>36</sup>. En vigor el 5 de mayo de 2013, establece un procedimiento en el cual el CDESC examina si el Estado tomó medidas razonables, dentro del límite de recursos del cual dispone, para llegar progresivamente a la realización de los derechos inscritos en el PIDESC<sup>37</sup>. Confiere a un individuo, a un grupo de individuos y a los organismos actuantes por cuenta propia el derecho de presentar comunicados para casos de violación de los derechos enunciados en el pacto<sup>38</sup>

<sup>33</sup> *Ibid.*, art. 18.

<sup>34</sup> *Ibid.*, art. 21.

<sup>35</sup> *Ibid.*, art. 22.

<sup>36</sup> Protocolo Facultativo del Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales, Resolución 63/117 de la Asamblea General de las Naciones Unidas (10 de diciembre de 2012), U.N. Doc. A/RES/63/117; NOWAK (1995) p. 171.

<sup>37</sup> WILSON (2009) p. 305.

<sup>38</sup> ALBUQUERQUE (2008).

por parte de un Estado Parte. La consulta exige el agotamiento de las vías de recurso internas salvo su propia ineficacia, en cuyo caso el Comité podrá registrar directamente. Este procedimiento tiene por objetivo llegar a un reglamento amigable respecto a las obligaciones enunciadas en el PIDESC. Un mecanismo de comunicaciones interestatales está igualmente previsto y el Comité tiene la facultad de autoexaminarse. Esto puede darse en un Estado para apreciar la veracidad de alegaciones que abarcan las violaciones graves y sistemáticas del PIDESC y el Comité tiene competencia para someter al Estado a la adopción de medidas provisionales en caso de emergencia. Finalmente, este protocolo instituye un fondo voluntario para ayudar a los Estados a ejecutar las disposiciones del PIDESC.

Numerosos elementos defienden entonces el reconocimiento del derecho a los servicios energéticos modernos por el CDESC. Este hecho lleva a interesarse por el alcance jurídico de este derecho.

### § 3. EL ALCANCE JURÍDICO DEL DERECHO A LOS SERVICIOS ENERGÉTICOS MODERNOS

La aplicación del derecho a los servicios energéticos modernos implica disponer de una visión clara de su contenido y de sus efectos jurídicos. Este hecho invita a precisar los servicios energéticos involucrados (acápite a), la protección de las condiciones de acceso (acápite b) y el alcance de las obligaciones estatales (acápite c).

a) *¿CUÁLES SON LOS SERVICIOS ENERGÉTICOS INVOLUCRADOS?* — En cuanto al derecho derivado del PIDESC, correspondería a los Estados asegurarse que los particulares y las comunidades tengan acceso a los servicios energéticos. Conferir un alcance jurídico a este derecho necesitaría disponer de un contenido suficientemente detallado para proteger la seguridad jurídica. Esta observación invita a determinar sucesivamente las nociones de “servicio energético” y de “modernidad”.

En primer lugar, el servicio energético puede ser comprendido como un servicio suministrado por un bien abastecido por un producto energético. En principio, su realización implica entonces la conjunción de dos criterios, a saber: el uso de un bien y el aprovisionamiento de este en energía. Por ejemplo, el acceso a la iluminación implica un sistema de alumbrado y un aprovisionamiento en electricidad. La cocción necesita una estufa y un combustible tales como el carbón, el gas natural o la madera. En consecuencia, solo la unión del bien asociado a un producto energético adaptado puede satisfacer una necesidad en energía. El servicio energético del transporte no puede, por ejemplo, ser realizado si el automóvil no es alimentado con productos petroleros y viceversa.

En segundo lugar, estos servicios energéticos deben ser “modernos”. La modernidad parece poder estar asociada a la capacidad de estos servicios de

satisfacer las necesidades indispensables al cumplimiento de los derechos humanos. En ese sentido, el Grupo de Trabajo de la ONU sobre la energía y los cambios climáticos (en adelante, el Grupo) ha nombrado una serie de servicios energéticos, debiendo estos estar disponibles para cada persona de forma digna y constante, referenciándose a los usos personales y domésticos para la cocción y la calefacción, la iluminación, las comunicaciones y las acciones productivas (agricultura para el bombeo del agua, los fertilizantes y el arado mecanizado, la industria artesanal, el transporte). El Grupo se funda igualmente sobre los trabajos de la AIE para estimar la cantidad de energía necesaria para satisfacer las necesidades esenciales, teniendo en cuenta una progresión en el acceso a los servicios energéticos en tres niveles<sup>39</sup>. El primer nivel corresponde a la satisfacción de las necesidades fundamentales, que comprende un acceso a la electricidad para la iluminación, la salud, la educación, las comunicaciones y los servicios comunitarios de 50-100 kWh por persona y por año<sup>40</sup>. Este primer nivel comprende igualmente el acceso a los combustibles y tecnologías modernas para la cocción y la calefacción (50-100 kilogramos equivalentes de petróleo “kegp” de combustible moderno y de tecnologías para la cocción y la calefacción). El segundo nivel otorga acceso a los servicios energéticos para utilidades productivas que comprenden el acceso a la electricidad, a los combustibles modernos y a otros servicios energéticos para mejorar la productividad, por ejemplo en el sector agrícola (bombeo del agua para la irrigación, los fertilizantes, arado mecanizado), comercial (transformación de los productos agrícolas, la industria artesanal) y transporte. Finalmente, el tercer nivel corresponde la satisfacción de las necesidades de la sociedad moderna incluyendo el acceso a los servicios energéticos para numerosos otros equipos electrodomésticos, el aumento de las exigencias en materia de enfriamiento y del calentamiento del espacio y del agua, así como el transporte privado, correspondiendo a un consumo de electricidad de aproximadamente 2.000 kWh por persona y por año.

Toda persona debería entonces tener acceso a una cantidad suficiente de energía y de bienes necesarios para la satisfacción de las necesidades básicas. Esta realización constituiría una obligación a cargo de los Estados, pero conforme al principio de soberanía, estos deberían disponer de un margen de maniobra en cuanto a los productos energéticos propuestos. Por ejemplo, las necesidades en combustibles pueden ser satisfechas por el gas natural, los derivados del petróleo, la leña, el carbón, etc. En cambio, el derecho a los servicios energéticos modernos parece necesariamente comprender un acceso a la electricidad, dado que algunos servicios energéticos no pueden ser satisfechos por un solo producto energético (iluminación, funcionamiento de los equipos electrodomésticos y electrónicos)<sup>41</sup>. Sin embargo, los Estados deberían

<sup>39</sup> GRUPO ASESOR DEL SECRETARIO GENERAL DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO (AGECC) (2010) p. 13.

<sup>40</sup> TULLY (2006c) p. 31; (2006a) p. 557.

<sup>41</sup> Esto constata con la existencia de asentamientos de personas en zonas afectadas por la contaminación industrial o la cercanía a basurales clandestinos. Estos asentamientos deberán



igualmente beneficiarse de una gran libertad en cuanto a la composición de su ramo energético conforme al principio enunciado.

El acceso a los servicios energéticos modernos implica entonces acciones concernientes a los bienes de consumo y los productos energéticos. Esta situación no exige sin embargo, un acceso sistemático a la propiedad de estos bienes y a los productos energéticos asociados. La situación se manifiesta notoriamente concerniente al servicio energético del transporte, y que no debería conducir al derecho de toda persona a disponer de un automóvil personal. Esta situación no es deseable por razones de costo, de protección del medio ambiente y porque este servicio puede también ser satisfecho por otros medios tales como el transporte público, el transporte colectivo, el auto compartido, etc.

Para poder comprender con mayor profundidad la noción de un “derecho a servicios energéticos modernos”, creemos que es necesario definir previamente los conceptos de “servicios energéticos”, “modernidad” y “servicio energético moderno”, precisando también las condiciones de acceso a tales servicios.

b) *LA PROTECCIÓN A LAS CONDICIONES DE ACCESO.* — Las condiciones de acceso deben ser precisadas para aplicar el derecho a los servicios energéticos modernos. En ese sentido, BRADBROOK señala: “What would a legal right to access to energy services consist of? The basic right would be designed to ensure access on the basis of equality and non-discrimination to a sufficient, regular, reliable, efficient, safe, and affordable supply of (ideally clean and sustainable) energy”<sup>42</sup>. De manera similar, BLUSTEIN considera: “A legal right to sustainable energy must ensure that there is access on the basis of equality and without any discrimination to ‘reliable, affordable, economically viable, socially acceptable and environmentally sound’ energy that is sufficient to sustain those services and amenities (including the environment) that are required to live a dignified life”<sup>43</sup>.

Las obligaciones relativas a este acceso podrían ser sistematizadas inspirándose en la observación general sobre el derecho al agua. En efecto, los trabajos de la AIE<sup>44</sup> y otros realizados dentro del marco de la Semana Mundial del Agua<sup>45</sup> han mostrado los vínculos indisociables que mantienen los accesos al agua y a la energía. Ciertamente, estos derechos presentan características distintas, pero las grandes líneas relativas a las condiciones de acceso al derecho al agua podrían fácilmente ser trasladadas al derecho a los servicios energéticos modernos.

---

ser relocalizados, lo cual requerirá el trabajo de agentes sociales preparados para gestionar la viabilidad de los cambios. Ver SOBRE CASAS (2015) p. 203.

<sup>42</sup> BRADBROOK (2005).

<sup>43</sup> BLUSTEIN (2012) p. 23.

<sup>44</sup> AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE) (2012).

<sup>45</sup> STOCKHOLM INTERNATIONAL WATER INSTITUTE (SIWI) (2014).

Al igual que el agua, los servicios energéticos deberían estar disponibles para cada persona de manera suficiente y constante para los usos personales y domésticos para la cocción, la calefacción, la iluminación, la comunicación y los usos productivos. Según el CDESC, la constancia implica que el suministro sea suficientemente regular para los usos personales y domésticos. En lo concerniente a la dignidad, los umbrales por observar podrían referirse a aquellos propuestos por la AIE<sup>46</sup>.

La disponibilidad de los servicios energéticos implica que estos sean igualmente accesibles. Esta accesibilidad debe ser física e implicando una proximidad inmediata a los servicios energéticos. La accesibilidad debería ser igualmente económica, debiendo ser esta a un costo asequible para todos. Ella debería ser también no-discriminatoria, ninguna discriminación no debe obstaculizar el acceso a los servicios energéticos, en particular para los estratos de la población más vulnerables o más marginada. La accesibilidad debería también tratar sobre la información correspondiente al derecho de investigar, de recibir y de compartir informaciones concernientes a las interrogantes relativas a los servicios energéticos.

Los servicios energéticos deberían finalmente ser de una calidad suficiente, comprendiendo la seguridad de las instalaciones y la calidad de las energías distribuidas con el fin que su empleo no generen ninguna amenaza para la salud. Participan en este logro los objetivos de duplicar la tasa de mejora de la eficacia energética y de la energía renovable, mezcla energética que se espera antes de 2030.

Las protecciones que conserva el CDESC relativas al derecho al agua podrían entonces ser entendidas en grandes líneas como el derecho a los servicios energéticos modernos con el fin de precisar las condiciones de acceso. Así entonces, la noción de servicios energéticos modernos y las condiciones de acceso han sido precisadas, en tanto que el alcance de las obligaciones jurídicas estatales quedan a determinar.

c) *EL ALCANCE DE LAS OBLIGACIONES DEL ESTADO.* — El derecho a los servicios energéticos modernos, como todo derecho del hombre, impondría tres categorías de obligaciones a los Estados Partes en lo concerniente a su aplicación: las obligaciones de respetar, de proteger y de ponerlas en práctica.

La obligación de respetar requeriría de los Estados Partes que se abstuvieran de trabar directamente o indirectamente el ejercicio del derecho a los servicios energéticos modernos. Los Estados se comprometerían a abstenerse de ejercer cualquier práctica o actividad consistente en rechazar o limitar el acceso en total igualdad a los servicios energéticos modernos, directa o indirectamente, obstaculizando su buen funcionamiento. La obligación valdría igualmente en situaciones de conflictos armados en los cuales el acceso a los servicios e infraestructuras energéticas no debería ser suprimido a título punitivo, violando el derecho internacional humanitario.

<sup>46</sup> GRUPO ASESOR DEL SECRETARIO GENERAL DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO (AGECC) (2010) p. 13.

La obligación de proteger implicaría que los Estados Partes impedirían que terceros traben de cualquier manera el ejercicio de este derecho. La protección se aplicaría a favor de particulares, de empresas o de otras entidades, así como de agentes que actúen bajo su autoridad. Los Estados Partes estarían también comprometidos a tomar las medidas legislativas y otras medidas necesarias y efectivas para impedir, por ejemplo, que terceros rechacen el acceso en total igualdad a los servicios energéticos modernos. Los Estados deberían vigilar que estos terceros, que dirigen o controlan los servicios energéticos, no comprometan su acceso físico, a un costo asequible y sin discriminación, todo ello gracias a la implementación de un sistema reglamentario eficaz y asegurando un control independiente, una participación verdadera de la población y la imposición de sanciones en caso de infracción.

La obligación de ejecutar impondría que los Estados tomaran medidas necesarias en pleno ejercicio del derecho a los servicios energéticos modernos. Esto podría requerir la adopción de un sistema político y jurídico, incluyendo una estrategia nacional para que los servicios energéticos sean accesibles a cada uno a costo asequible. También implicaría una organización del sector energético, de manera eficaz sobre el plano económico, asegurando que estos servicios sean asequibles para todos y notoriamente para los grupos socialmente desfavorecidos. Asimismo podría comprender la difusión de información clara y promover la sobriedad energética. Finalmente incluiría el acceso a vías de recurso en caso de incumplimiento del derecho a los servicios energéticos modernos.

El Comité precisa que estas categorías de obligaciones se aplican igualmente en el marco de la política exterior de los Estados. Asimismo, estos deberían respetar el ejercicio del derecho absteniéndose de conducir acciones que trabarían, directamente o indirectamente, su ejercicio en otros países. Ellos deberían igualmente tomar medidas para impedir que sus propios connacionales o compañías comprendidos dentro de su jurisdicción violaran el derecho a los servicios energéticos modernos de particulares y de comunidades en otros países. Finalmente, en función de los recursos de los cuales disponen, los Estados deberían facilitar el ejercicio de este derecho en otros países, por ejemplo proporcionando una ayuda financiera y técnica, una asistencia necesaria y acordando una atención debida al derecho a los servicios energéticos modernos dentro de los acuerdos internacionales.

El reconocimiento del derecho a los servicios energéticos modernos dentro de una visión general no generaría sin embargo una obligación de realización inmediata para el conjunto de estas prescripciones. En efecto, el artículo 2.1 del PIDESC prevé la realización progresiva de los derechos que son enunciados, y toma en consideración las restricciones debidas a la limitación de los recursos disponibles. Los Estados tienen sin embargo la obligación constante y permanente de avanzar tan rápida y eficazmente como sea posible en dirección hacia el pleno ejercicio de los derechos enunciados, y todo hace suponer que el Pacto prohibiría toda medida retrógrada en referencia al derecho a los

servicios energéticos modernos<sup>47</sup>. Si un Estado tomara una medida deliberadamente retrógrada en cuanto a este derecho, debería aportar la prueba de por qué lo ha hecho, después de haber examinado minuciosamente otras posibles soluciones y que esta medida está plenamente justificada con respecto al conjunto de los derechos indicados dentro del Pacto. Todo ello utilizando al máximo los recursos disponibles<sup>48</sup>.

Sin embargo, al igual que el derecho al agua, el Comité podría decidir conservar las obligaciones fundamentales que tengan un efecto inmediato. Estas podrían abarcar la obligación de asegurar el aporte de una cantidad mínima de servicios energéticos modernos, un acceso no discriminatorio a estos, la seguridad de las personas, una repartición equitativa de equipos y de servicios disponibles, la adopción y la ejecución a nivel nacional de una estrategia dirigida a toda población, un control de la ejecución del derecho a los servicios energéticos modernos, la adopción de programas de abastecimiento en energía que buscan proteger a los grupos vulnerables y marginalizados.

Un medio apropiado para consagrar el derecho a servicios energéticos modernos lo constituye sin duda una observación general del CDESC, reconocimiento que no sería de por sí novedoso, ya que varios sistemas jurídicos lo han hecho. Sin embargo, el CDESC podría, a través de una observación general, reconocer el derecho a servicios energéticos esenciales en tanto derecho humano. Una observación semejante facilitaría que los países lo reconozcan en sus ordenamientos jurídicos internos y promuevan también políticas proactivas en favor de este derecho mismo, y todo ello desde el marco de los derechos humanos. Creemos que de esta manera podría cumplirse con el objetivo de lograr el acceso universal a servicios energéticos modernos para el año 2030 y no como un fin en sí mismo, sino como el puntapié inicial de un proceso.

#### BIBLIOGRAFÍA CITADA

AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE) (2012): “Water for Energy. Is energy becoming a thirstier resource?, *Excerpt from the World Energy Outlook 2012* (Paris, AIE).

AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE) (2013): *World Energy Outlook 2013*.

AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE); PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO (PNUD); ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL (ONUDI) (2010): “Energy Poverty: How to make modern energy access universal?”, *Special early excerpt of the World Energy Outlook 2010 for the UN General Assembly on the Millennium Development Goals* (Paris, AIE).

ALBUQUERQUE, Catarina de (2008): “Protocole facultatif au Pacte international relatif aux droits économiques, sociaux et culturels instituant un mécanisme de plainte”

<sup>47</sup> “La índole de las obligaciones de los Estados Partes”, Observación General 3, (14/12/1990), Comité de los Derechos Económicos, Sociales y Culturales de las Naciones Unidas (CDESC), U.N. Doc. E/1991/23, anexo III, p. 86, párr. 9.

<sup>48</sup> *Ibid.*

KROLIK, Christophe ❖ “Por un derecho universal a los servicios energéticos modernos”

- (entrevista), *Droits fondamentaux*, N° 7, en <[http://droits-fondamentaux.u-paris2.fr/sites/default/files/publication/entretien\\_protocole\\_facultatif\\_au\\_pacte\\_international\\_relatif\\_aux\\_droits\\_economiques\\_sociaux\\_et\\_culturels\\_instituant\\_un\\_mecanisme\\_de\\_plainte.pdf](http://droits-fondamentaux.u-paris2.fr/sites/default/files/publication/entretien_protocole_facultatif_au_pacte_international_relatif_aux_droits_economiques_sociaux_et_culturels_instituant_un_mecanisme_de_plainte.pdf)> (último acceso: 6/1/2016).
- ARMAGNAC, Bertrand d' (2011): “Le défi de l'accès universel à l'énergie”. Disponible en: <[www.lemonde.fr/planete/article/2011/10/11/le-defi-de-l-acces-universel-a-l-energie\\_1585694\\_3244.html](http://www.lemonde.fr/planete/article/2011/10/11/le-defi-de-l-acces-universel-a-l-energie_1585694_3244.html)> (último acceso: 6/1/2016).
- BANCO MUNDIAL (2015): “BM/Argentina: Energías renovables y conservación de bosques benefician a un millón de pobladores rurales”. disponible en: <[www.bancomundial.org/es/news/press-release/2015/04/07/energia-renovables-argentina-pobladores-rurales](http://www.bancomundial.org/es/news/press-release/2015/04/07/energia-renovables-argentina-pobladores-rurales)> (último acceso: 6/1/2016).
- BLUSTEIN, Sholam (2012): “Towards a right to sustainable energy”, disponible en: <[http://eprints.qut.edu.au/60063/1/Towards\\_a\\_right\\_to\\_sustainable\\_energy.pdf](http://eprints.qut.edu.au/60063/1/Towards_a_right_to_sustainable_energy.pdf)> (último acceso: 11/1/2016)
- BRADBROOK, Adrian J. (2005): “Access to energy services in a human rights framework”, disponible en: <[www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/op/parliamentarian\\_forum/bradbrook\\_hr.pdf](http://www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/op/parliamentarian_forum/bradbrook_hr.pdf)> (último acceso: 11/1/2016).
- BRADBROOK, Adrian J. y GARDAM, Judith G. (2006): “Placing the Access to Energy Services within a Human Rights Framework”, *Human Rights Quarterly*, vol. 28, N° 2: pp. 389-415.
- BRADBROOK, Adrian J. y GARDAM, Judith G., (2010): “Energy and poverty: a proposal to harness international law to advance universal access to modern energy services”, *Netherlands International Law Review*, vol. 57, N° 1: pp. 1-28.
- BRADBROOK, Adrian J. y OTTINGER, Richard L. (edit.) (2003): *Energy Law and Sustainable Development* (Gland, Suiza y Cambridge, Reino Unido, UICN, Environmental Law Policy and Law Paper, N° 47).
- GRUPO ASESOR DEL SECRETARIO GENERAL DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO (AGECC) (2010): *Energy for a Sustainable Future: Summary Report and Recommendations* (Nueva York, Naciones Unidas).
- GRUPO DE ALTO NIVEL DEL SECRETARIO GENERAL SOBRE ENERGÍA SOSTENIBLE PARA TODOS (2012): *Sustainable Energy for All: A Global Action Agenda. Pathways for Concerted Action toward Sustainable Energy for All* (Nueva York, Naciones Unidas).
- KAIME, Thoko y GLICKSMAN, Robert L. (2015): “An International Legal Framework for SE4ALL: Human Rights and Sustainable Development Law Imperatives”, *Fordham International Law Journal*: p. 1405-1444, disponible en: <[http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=2656414](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2656414)> (último acceso: 6/1/2016).
- MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE (2008): “Proyecto Energías Renovables para Mercados Rurales (PERMER)”. Disponible en: <[www.ambiente.gov.ar/archivos/web/Ppan/File/PERMER.pdf](http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/Ppan/File/PERMER.pdf)> (último acceso: 6/1/2016).
- NOWAK, Manfred (1995): “De la nécessité d'un Protocole facultatif se rapportant au Pacte international relatif aux droits économiques, sociaux et culturels”, *Revue de la Commission internationale de juristes*, N° 55: pp. 171-184.
- PEDERSON, Alex (2010): “Financing energy access on the edge of the world”, *Colorado Journal of International Environmental Law and Policy*, vol. 20: p. 355-379.
- SAOMNTE SOLIS, Manuel Peter (2014): “From Right to Light: A Human Rights-based Approach to Universal Access To Modern Energy Services”, Disponible en: <<https://digital.library.adelaide.edu.au/dspace/bitstream/2440/92548/3/02whole.pdf>> (último acceso: 6/1/2016).
- SMOLIN, David M. (2009): “The paradox of the future in contemporary energy policy: A human right analysis”, *Cumberland Law Review*, vol. 40: pp. 135-179.

KROLIK, Christophe ❖ “Por un derecho universal a los servicios energéticos modernos”

- SOBRE CASAS, Roberto (2015): “Generación eléctrica”, *RADEHM*, n° 7: ps. 189-217.
- STOCKHOLM INTERNATIONAL WATER INSTITUTE (SIWI) (2014): *World Water Week in Stockholm. Energy and Water, 2014 Overarching Conclusions*. Disponible en: <[www.worldwaterweek.org/wp-content/uploads/2014/09/2014-Overarching-Conclusions-web.pdf](http://www.worldwaterweek.org/wp-content/uploads/2014/09/2014-Overarching-Conclusions-web.pdf)> (último acceso: 11/1/2016).
- THE SECRETARY-GENERAL’S HIGH-LEVEL GROUP ON SUSTAINABLE ENERGY FOR ALL (2012): *Report of the Co-Chairs* (Nueva York, Naciones Unidas).
- TULLY, Stephen R. (2006a): “Access to Electricity as a Human Right”, *Netherlands Quarterly of Human Rights*, vol. 4, N° 4: pp. 557-587.
- TULLY, Stephen R. (2006b): “The Contribution of Human Rights to Universal Energy Access”, *Northwestern Journal of International Human Rights*, vol.4, N° 3, art. 3: pp. 518-548.
- TULLY, Stephen R. (2006c): “The Human Right to Access to Electricity”, *The Electricity Journal*, vol. 19, N° 3: pp. 31-39.
- WILSON, Barbara (2009): “Quelques réflexions sur l’adoption du protocole facultatif se rapportant au Pacte international relatif aux droits économiques, sociaux et culturels des Nations Unies”, *Revue trimestrielle des droits de l’homme (RTDH)*, N° 78: pp.295-317. Disponible en: <[www.rtdh.eu/pdf/2009295.pdf](http://www.rtdh.eu/pdf/2009295.pdf)> (último acceso: 11/1/2016).

#### NORMAS CITADAS

- Año Internacional de la Energía Sostenible para Todos, Resolución 65/15 de la Asamblea General de las Naciones Unidas (20 de diciembre de 2010), U.N. Doc. A/RES/65/151.
- Decreto 516/2015 (B.O. 10/4/2015): Programa de Inclusión Eléctrica Nacional (PROI-NEN).
- Dictamen del Comité Económico y Social Europeo sobre el tema “Por una acción europea coordinada para prevenir y combatir la pobreza energética”, 18 de septiembre de 2013.
- “El futuro que queremos” (Declaración de Río+20), Resolución 66/288 de la Asamblea General de las Naciones Unidas (11 de septiembre de 2012), U.N. Doc. A/RES/66/288.
- “Estrategia Mundial de la Vivienda hasta el Año 2000”, Resolución 42/191 de la Asamblea General de las Naciones Unidas (11 de diciembre de 1987), U.N. Doc. A/RES/42/191.
- “La índole de las obligaciones de los Estados Partes”, Observación General 3 (14/12/1990), Comité de los Derechos Económicos, Sociales y Culturales de las Naciones Unidas (CDESC), U.N. Doc. E/1991/23, anexo III.
- Ley 2000-108 de 10 de febrero de 2000 sobre la modernización y el desarrollo del servicio público de electricidad, *Diario Oficial de la República Francesa (JORF)*, N° 35 de 10 febrero de 2000.
- Ley 2005-781 de 13 de julio 2005 sobre el programa que establece las directrices para la política energética, *Diario Oficial de la República Francesa (JORF)*, N° 163 de 14 de julio de 2005, p. 11570.
- Observación general N° 4: “El derecho a una vivienda adecuada”, Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales, U.N. Doc. E/1992/23 (1991).
- Observación general N° 15: “El derecho al agua”, Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales, U.N. Doc. E/C.12/2002/11 (2003).

KROLIK, Christophe ❖ “Por un derecho universal a los servicios energéticos modernos”

Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales (PIDESC), 16 de diciembre de 1966, entrado en vigor el 3 de enero de 1976.

“Promoción de las fuentes de energía nuevas y renovables”, Resolución 67/21 de la Asamblea General de las Naciones Unidas (21 de diciembre de 2012), U.N. Doc. A/RES/67/215.

Protocolo Facultativo del Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales, Resolución 63/117 de la Asamblea General de las Naciones Unidas (10 de diciembre de 2012), U.N. Doc. A/RES/63/117.

“Transformar nuestro mundo: la Agenda de 2030 para el Desarrollo Sostenible”, resolución aprobada por la Asamblea General el 25 de septiembre de 2015, U.N. Doc. A/RES/70/L.1.

#### JURISPRUDENCIA CITADA

*ATD-Quart Monde vs. France* (2007): Comité Europeo de Derechos Sociales (ESCR), 5 de diciembre de 2007.

*FEANTSA vs. France* (2007): Comité Europeo de Derechos Sociales (ESCR), 5 de diciembre de 2007.

*Free Legal Assistance Group and Others v. Zaire* (1995): Comisión Africana de Derechos Humanos y de los Pueblos (CADHP), Com. N° 25/89, 47/90, 56/91, 100/93.

*Government of the Republic of South Africa c/ Grootboom* (2001): Corte Constitucional de Sudáfrica, caso N° 2001 (1) SA 46 (CC), CCT 11/2000, párr. 37.

*Hendrik Frederik Meyer v. Mqhaka Local Municipality* (2004): Suprema Corte de Sudáfrica, 24 de junio de 2004, caso N° 4008/2003.

*Mme A. c/ Cne de Gouvernes* (2010): Consejo de Estado de Francia, 15 de diciembre de 2010, caso N° 323250.

*Stenegry et Adam vs. France* (2007): Tribunal Europeo de Derechos Humanos (TEDH), 22 de mayo de 2007, caso N° 40987/05.

**MALVINAS: ¿SE PUEDE COOPERAR?\***

**El potencial de la política del “bon voisinage”  
en la explotación *offshore* de hidrocarburos**

**MALVINAS: IS IT POSSIBLE TO COOPERATE?**

**The “bon voisinage” policy potential in the offshore  
exploitation of hydrocarbons**

Por PABLO FERRARA\*\*

*Resumen:* Este ensayo aborda la cooperación en petróleo y gas en el mar, así como los beneficios y requisitos para lograr cooperación entre la Argentina y el Reino Unido de Gran Bretaña en los espacios y áreas marinos de las Islas Malvinas.

*Palabras clave:* Islas Malvinas, hidrocarburos, cooperación, Argentina, Reino Unido.

*Abstract:* This essay treats offshore oil & gas cooperation as well as benefits and requirements to achieve such a goal between Argentina and the United Kingdom in the Falkland Islands' marine areas and spaces.

*Key words:* Falkland Islands, hydrocarbons, cooperation, Argentina, United Kingdom.

Moral de la Obra

En la guerra: determinación.  
En la derrota: resistencia.  
En la victoria: magnanimidad.  
En la paz: benevolencia<sup>1</sup>.

\* Recibido el 1/1/2016. Aceptado el 3/3/2016.

\*\* Abogado (Universidad de Buenos Aires, 2002). Postgrado en Ciencias Políticas y Sociología (Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales, 2005). Master en Estudios Internacionales (Universidad Torcuato di Tella, 2005). Doctor en Derecho (Universidad de California, Berkeley, 2010). Cursó la especialización en Derecho Internacional Público (Facultad de Derecho, Universidad de Buenos Aires, 1998–2002). Estudió integración energética regional (Max Planck Institute for Comparative Public Law and Public International Law, Heidelberg, 2011–2012). Fue investigador post-doctoral (Groningen Centre of Energy Law, Groningen, 2013–2014). Fue profesor asistente en el South China Sea Institute (Universidad de Xiamen, 2014–2015). Ha dictado cursos y trabajado en investigación en Europa, Estados Unidos, China y Argentina en temas de Derecho del mar, integración energética y jurisdicciones internacionales. Actualmente se desempeña como consultor, técnico legal e investigador del Instituto Argentino de Energía “General Mosconi”. Correo electrónico: ferrarapablo@gmail.com

<sup>1</sup> CHURCHILL (2006) p. 7.

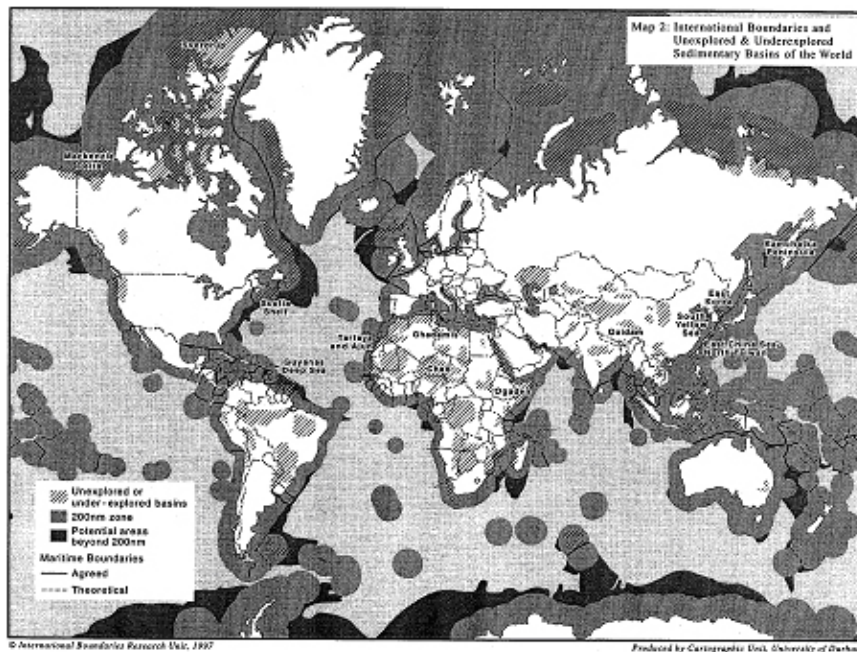


FERRARA, Pablo ❖ “Malvinas: ¿Se puede cooperar?”

El fin de la Segunda Guerra Mundial y la firma de la Carta de las Naciones Unidas impusieron el principio de solución pacífica de controversias como piedra fundamental de la relación entre los Estados. A la par se enmarcó el nacimiento permanente de nuevos Estados, fundamentado legalmente en el principio de autodeterminación y en la promoción de la descolonización de los pueblos –ambos también receptados en la mencionada Carta–. En consecuencia, los Estados existentes y neonatos se vieron en la necesidad de delimitar sus fronteras terrestres y marítimas. Teniendo presente que gran parte de las reservas probadas de hidrocarburos del mundo yacen en el océano (MAPA 1), muchos Estados acordaron delimitar sus fronteras marítimas o la dejaron pendiente hasta la fecha.

MAPA 1

*Yacimientos fronterizos inexplorados  
o poco explorados*



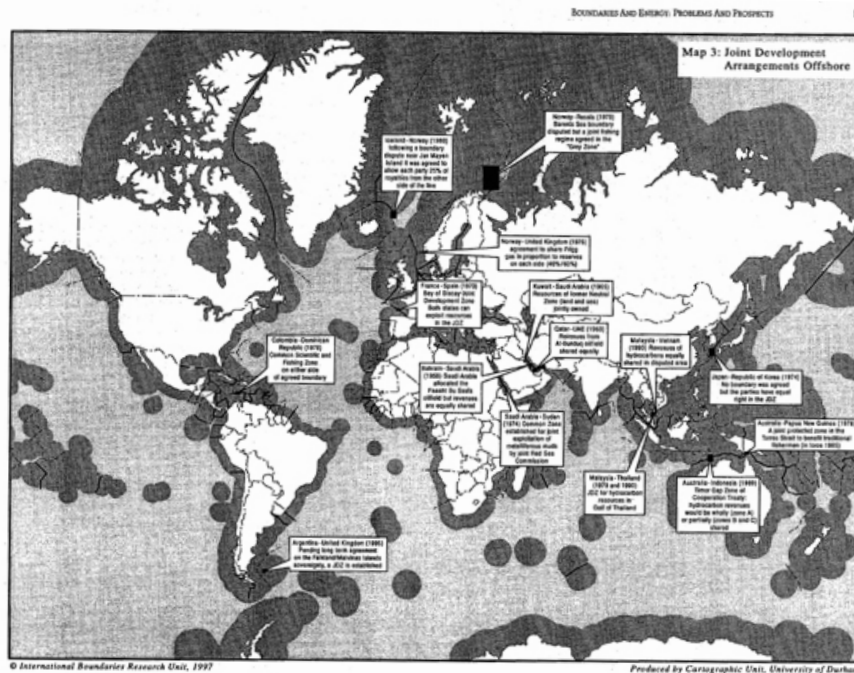
Fuente: BLAKE y SWARBRICK (1998) p. 6.

La alternativa a las dos opciones referidas (delimitación o postergación) la barajó el tratado entre Arabia Saudita y Bahrein (1958): la redacción de acuerdos en los cuales “se dejan de lado las cuestiones o reclamos de soberanía existentes o potenciales” y “se dispone un régimen de cooperación para la explotación de los recursos naturales”. Desde entonces se han celebrado aproximadamente medio centenar de los citados acuerdos, existiendo más

de una veintena dedicada a hidrocarburos *offshore* (MAPA 2). Este sistema de acuerdos de cooperación permite la administración y explotación de los recursos naturales sin renuncia de derechos soberanos; tampoco sienta precedentes pasibles de ser utilizados como antecedente de *estoppel*.

MAPA 2

*Acuerdos de cooperación de hidrocarburos “offshore”*



Fuente: BLAKE y SWARBRICK (1998) p. 15.

Como consecuencia inmediata de la proliferación de Estados y de la necesidad de resolver potenciales conflictos, los doctrinarios del Derecho del mar y del Derecho energético a nivel internacional comenzaron a abocarse al estudio de los citados regímenes de cooperación, su aplicación y contingencias. El comienzo de dichos estudios se dio a fines de los años sesenta de la mano del profesor William T. Onorato y del profesor Rainer Lagoni. Dicho estudio fue retomado luego de la entrada en vigencia de la Convención de Naciones Unidas de Derecho del Mar de 1982, alcanzando un pico de interés a mediados de los años noventa con los estudios del profesor Gerald Blake. Por su parte, en 2002 la Comisión de Derecho Internacional de Naciones Unidas decidió incluir el tema en el marco de su programa de trabajo titulado “Recursos naturales compartidos” –originalmente orientado a cursos de agua

FERRARA, Pablo ❖ “Malvinas: ¿Se puede cooperar?”

compartidos— nombrando un relator especial (el señor Chusei Yamada); los trabajos de la Comisión serían más tarde abandonados. Recientemente, el desarrollo de la tecnología *offshore* ha llevado a muchos Estados y empresas a recobrar interés en la temática.

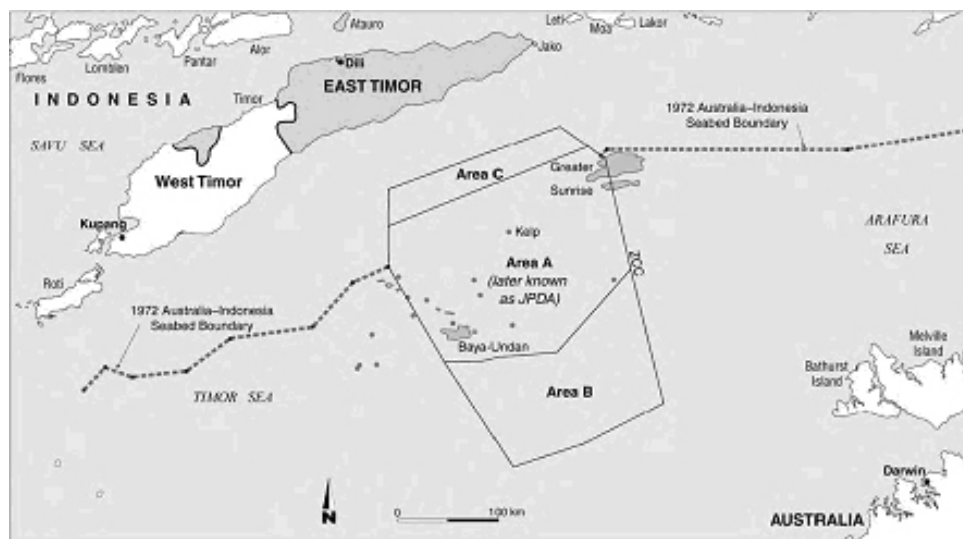
De esta manera, las compañías han realizado grandes inversiones en el desarrollo de tecnología y en proyectos de exploración y explotación, habiendo establecido hasta la actualidad más de 6.000 instalaciones *offshore* alrededor del mundo (4.000 en el Golfo de México, 950 en Asia, 700 en Medio Oriente y 400 en Europa). Asimismo, las técnicas *offshore* de la industria de hidrocarburos han evolucionado y se han ido adaptando a condiciones extremas: a nivel técnico (v. gr., la plataforma “Perdido”, propiedad de Royal-Dutch Shell, que explota a 2.400 metros de profundidad en el Golfo de México), a nivel climatológico (v. gr., los desarrollos ubicados en el Mar del Norte y en las costas del Sudeste Asiático), a nivel geológico (v. gr., los yacimientos “pre-sal” de Brasil y Angola) y a nivel logístico (v. gr., el caso de Nigeria, cuyas instalaciones están expuestas al terrorismo y la piratería, o el caso de los mares cerrados y semi-cerrados, como el Mar Negro y el Mar Caspio).

Hoy en día, en lo que respecta al régimen legal de los hidrocarburos *offshore*, los juristas parecen coincidir en todo el mundo en que el conflicto surge en alguno de los siguientes casos: *i*) El yacimiento de hidrocarburos fluye bajo las plataformas continentales cuyo límite se ha marcado, pero se encuentra en la jurisdicción de más de un Estado (yacimientos transfronterizos); y *ii*) El yacimiento se ubica en un espacio territorial marítimo objeto de reclamo o disputa por dos o más Estados (yacimientos en territorio con soberanía disputada). Las estadísticas han mostrado que el porcentaje de límites marítimos acordados en 1996 era del 35,9 %; el porcentaje remanente puede ser considerado como territorio potencialmente conflictivo.

De esta manera, es preciso tener presente que los regímenes planteados en los acuerdos de cooperación *offshore* pueden ser de diversa índole: *i*) “Cooperación geológica”, basada en tasas acordadas de producción por ambas partes trabajando sus propios sectores del depósito; la asignación de las cuotas de producción se basa en el conocimiento de las reservas, determinado por una comisión conjunta; *ii*) “Operaciones conjuntas”, donde se permite una participación equitativa en la producción, sin importar quién realiza los trabajos o de qué lado de la frontera ocurren; en este modelo, el intercambio de información entre productores de ambos lados es esencial; *iii*) “Explotación unitizada”, cuando el desarrollo de un depósito común es impulsado por un operador singular que actúa en nombre de ambas partes; y *iv*) “Jurisdicción conjunta” (“Área de Desarrollo Conjunto”), donde una zona común es establecida y ambas partes ejercen derechos regulatorios conjuntamente (v. gr., Área “A” del MAPA 3).

## MAPA 3

*Delimitación de frontera entre Australia y Timor Oriental.  
Área de Desarrollo Conjunto (A)*



Fuente: ADITJONDRO (1989) p. 22.

Las diversas experiencias operativas a nivel mundial, en función de los cuatro modelos mencionados, permiten extraer dos conclusiones: *i)* El desarrollo de algunas áreas marítimas apunta a satisfacer imperiosas necesidades de nuevas fuentes de petróleo y gas de los Estados (v. gr., Nigeria y São Tomé & Príncipe; Timor Oriental y Australia); y *ii)* Los regímenes de cooperación pueden responder subsidiariamente apuntar a los intereses energéticos de los Estados, teniendo como objetivo fundamental poner fin o prevenir disputas de soberanía entre ellos (v. gr., países de Oriente Medio; Libia y Túnez).

La revisión de las conclusiones expuestas lleva a plantearse si la crisis energética que atraviesa la República Argentina, el persistente interés demostrado por el Reino Unido en explotar los recursos de hidrocarburos de la plataforma continental de las Islas Malvinas, y el conflicto de soberanía existente entre ambos países confluyen en la necesidad de estudiar la potencialidad de la cooperación como modelo. Al hacerlo, es esencial tener presente que un régimen de cooperación no es sólo un medio para obtener recursos naturales, sino que en muchos casos –de hecho, la mayoría– es la puerta para el restablecimiento del diálogo sobre cuestiones ríspidas o que se veían inviables, así como para la consecución de logros que no se tenían presentes en el momento de negociar.

Por eso, cabe responder: “Sí, se puede cooperar”. ¿Qué es necesario? Fundamentalmente, “voluntad política” y “políticas de Estado”.

FERRARA, Pablo ❖ “Malvinas: ¿Se puede cooperar?”

BIBLIOGRAFÍA CITADA

- ADITJONDRO, George J. (1989): *Is Oil Thicker than Blood? A Study of Oil Companies Interests and Western Complicity in Indonesia's Anexation of East Timor* (Nueva York, Nova Science Publishers).
- BLAKE, Gerald H. y SWARBRICK, Richard E. (1998): “Hydrocarbons and international boundaries: a global overview”, en Blake, Gerald (ed.): *Boundaries and Energy: Problems and Prospects* (Londres, Kluwer Law International, International Boundary Studies Series, 2) pp. 3-27.
- CABRAL, Hugo (2014): “¿Quién ejerce la soberanía hidrocarburífera para lograr el autoabastecimiento?”, *RADEHM*, n° 2: pp. 1-19.
- CHURCHILL, Winston (2006): *La Segunda Guerra Mundial* (Madrid, La Esfera de los Libros, trad. Alejandra Devoto).

## INSTITUCIÓN DEL PREMIO “RADEHM”

organizado por el Equipo Editorial de  
*Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería*  
Buenos Aires, Argentina  
(www.radehm.com.ar)

La Dirección editorial y ejecutiva de *RADEHM* tiene el agrado de comunicar la institución del Premio “*RADEHM*”.

*Finalidad:* La institución del Premio “*RADEHM*” tiene por finalidad impulsar la investigación científica y la sumatoria de saber, con carácter tanto académico como profesional y práctico, en las áreas de: *a)* energía; *b)* hidrocarburos y *c)* minería, según se definen en las Normas de Publicación de *RADEHM*.

*Competidores:* Competirán, por dicho premio anual, todos los trabajos admitidos y publicados en *RADEHM*, sean tanto “estudios” como “comentarios jurisprudenciales”, sometidos de conformidad con las Normas de Publicación de *RADEHM*.

No competirán ni los ensayos ni las crónicas ni las reseñas bibliográficas ni las novedades de la revista o de la *webpage* o sus links o adjuntos.

*Inclusión:* La admisión de un estudio o de un comentario jurisprudencial bajo las Normas de Publicación de *RADEHM*, y la posterior publicación electrónica y en soporte papel en dicha revista, implicará, en forma automática, su inclusión como trabajo competidor a efectos del Premio “*RADEHM*”.

*Destinatarios:* Participan en el presente Premio anual todos los abogados autores de estudios o comentarios jurisprudenciales publicados en *RADEHM*, sea en autoría como en co-autoría.

*Opt-out:* El autor tendrá la posibilidad de optar por excluir a su estudio o comentario jurisprudencial de la competencia, si así lo dispusiere antes del momento de admisión del trabajo. En el caso de co-autoría, la totalidad de los coautores deberán disponer, antes del momento de admisión del trabajo, la exclusión para que ésta sea efectiva.

*Exclusiones:* No podrán participar por el Premio que aquí se instituye los abogados autores que sean miembros del Equipo Editorial de *RADEHM*.

Si un miembro del Equipo Editorial de *RADEHM* fuere coautor, la exclusión se expandirá al otro coautor o a los otros coautores.

“Institución del premio *RADEHM*”

*Premio:* Las categorías de Premios establecidas son seis, a saber: 1) estudio – hidrocarburos; 2) comentario jurisprudencial – hidrocarburos; 3) estudio – energía; 4) comentario jurisprudencial – energía; 5) estudio – minería; 6) comentario jurisprudencial – minería.

En cada categoría, el ganador de este Premio anual se hará acreedor de:

- Diploma.
- Invitación a exponer, por veinte minutos, sobre el trabajo premiado, en un evento académico auspiciado por *RADEHM*, en la ciudad de Buenos Aires, en fecha por convenir, en lo posible dentro de un plazo máximo de 18 meses a computar desde la fecha de discernimiento del Premio.
- Publicación de la noticia del Premio discernido en la *webpage* de *RADEHM* ([www.radehm.com.ar](http://www.radehm.com.ar)), junto con los contenidos de acceso irrestricto.

*Jurados:* Habrá tres Jurados designados anualmente: uno para Hidrocarburos (estudios y comentarios jurisprudenciales), uno para Energía (estudios y comentarios jurisprudenciales) y uno para Minería (estudios y comentarios jurisprudenciales).

*Composición:* Cada uno de los tres Jurados estará conformado por 3 (tres) abogados de verificable trayectoria académica y/o profesional, que serán designados por la Dirección Editorial y Ejecutiva de *RADEHM*, con la conformidad de su Consejo Académico.

Al menos un miembro de cada uno de los tres Jurados será un miembro del Equipo Editorial de *RADEHM*. En su caso, el o los miembros del Consejo Académico no podrán autovotarse en ocasión de elegir a los integrantes de los Jurados.

Al menos un miembro de cada uno de los tres Jurados será un *peer-reviewer* que haya efectuado revisiones en el año. La publicidad de los nombres de los miembros del Jurado omitirá toda mención de la cualidad de *peer-reviewer*.

*Selección:* Cada uno de los tres Jurados elegirá el estudio ganador y el comentario jurisprudencial ganador dentro de su área, dentro del plazo fijado en el cronograma que se establezca.

La decisión del Jurado será definitiva e irrecurrible.

El Jurado puede declarar desierto el Premio correspondiente a alguna/s de las seis categorías.

*Criterios de valoración:* El Jurado valorará en forma positiva, entre otros factores:

- a) la claridad y concisión;
- b) la investigación fundada en fuentes especializadas, doctrinarias y/o jurisprudenciales personalmente confrontadas;
- c) la formulación de propuestas concretas tendientes a mejorar la técnica legislativa o los incentivos para invertir en el sector;
- d) la inclusión, en el estudio o comentario jurisprudencial, del elemento humano o social.

*Mención de honor:* El Jurado se reserva la facultad de instituir, en cualquiera de las seis categorías, una Mención de Honor para aquel estudio o comentario jurisprudencial que, sin resultar ganador del Premio, merezca tal mención.

*Anualidad:* La anualidad de este Premio se inicia con el número 6 de *RADEHM*.

*Aclaraciones:* A todos los efectos, “Equipo Editorial de *RADEHM*” es una expresión que comprende: “director editorial”, “directora ejecutiva”, “subdirector”, “coordinadora”, “miembro del Consejo Académico”, “Secretario de Redacción”, en todos los casos, de *RADEHM*.

*RADEHM* o su Equipo Editorial se eximen de afrontar toda erogación en razón del Premio que aquí se instituye.

*Consultas:* [coordinacionradehm@gmail.com](mailto:coordinacionradehm@gmail.com); [es@bgcv.com.ar](mailto:es@bgcv.com.ar).





NORMAS EDITORIALES DE *RADEHM*  
(*Revista Argentina de Derecho de la Energía,  
Hidrocarburos y Minería*)

La *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)* es una publicación editada por Editorial Ábaco de Rodolfo Depalma S.R.L. Su línea editorial procura que la investigación científica que se publica en sus páginas responda a las necesidades de la comunidad jurídica nacional y extranjera en esas materias.

En este contexto, *RADEHM* mantiene modernos criterios de política editorial, dirigidos tanto a los autores como a los usuarios de la publicación.

Junto con una clara normativa relativa a la gestión de los derechos de propiedad intelectual, las políticas editoriales dirigidas a los autores incluyen el modelo de referencias bibliográficas exigido por la *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería*.

De otra parte, el dinamismo de las tecnologías de la información y la universalidad de su alcance inspiran nuestro esfuerzo por propiciar y autorizar traducciones en idiomas extranjeros y reproducciones alternativas.

En definitiva, en lo que sigue se ofrece una guía para autores y usuarios, principales agentes de nuestra comunidad académico-profesional. Con ello se pretende estrechar los lazos entre unos y otros y eventualmente con las instituciones académicas de nuestro medio que respalden este instrumento de divulgación y difusión de la ciencia jurídica especializada en energía, hidrocarburos y minería.

NORMAS DE PUBLICACIÓN REFERIDAS A LOS AUTORES

1. *SOBRE LAS SOLICITUDES DE PUBLICACIÓN.* — *RADEHM* publica trabajos de investigación originales e inéditos relacionados con la materia de la energía (incluyendo energías renovables), los hidrocarburos y la minería y subespecialidades conexas. Los interesados en publicar sus trabajos en la *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería* pueden enviar:

- Estudios monográficos (artículos doctrinales),
- Comentarios de jurisprudencia o de normativa,
- Recensiones o reseñas bibliográficas, y/o
- Crónicas o ensayos, en español, inglés, francés, portugués o italiano, vía soporte electrónico (extensión \*.docx o equivalente) a la casilla electrónica

“Normas editoriales de *RADEHM*”

radehm.autores@gmail.com, bajo el asunto “Presenta trabajo a la Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería”. El correo electrónico al que se adjunte el trabajo debe contener la solicitud de publicación, el nombre del autor y la expresa mención respecto a la categoría en que se incluye el trabajo.

Estas categorías son:

- Energía (incluyendo energías renovables),
- Hidrocarburos Upstream,
- Hidrocarburos Midstream,
- Hidrocarburos Downstream,
- Minería.

En caso de que el trabajo presentado tenga contenidos que estén siendo sometidos a otras sedes de edición como parte de un trabajo más extenso, dicha circunstancia también debe mencionarse en el referido correo electrónico.

2. *SOBRE EL COMPROMISO CON EL EDITOR.* — El envío de un trabajo original e inédito supone el compromiso por parte del autor de no someterlo simultáneamente a consideración de otras publicaciones periódicas, como asimismo supone el conocimiento por parte del autor de las presentes normas y políticas editoriales.

3. *SOBRE LOS ESTUDIOS MONOGRÁFICOS Y COMENTARIOS DE JURISPRUDENCIA.* — Los estudios monográficos y comentarios de jurisprudencia deberán ser escritos a espacio sencillo; su extensión total no deberá superar los ochenta mil caracteres escritos (80.000) en fuente *Times New Roman* tamaño 12, incluidas las notas al pie de página, bibliografía y apéndices, en su caso.

La primera página incluirá el título del trabajo, tanto en castellano como en inglés, el nombre de su autor o autores, la filiación académica del autor o autores (v. gr., la actual relación del autor o autores con algún centro de estudio universitario o equivalente en labores de docencia o investigación o profesional) y su dirección de correo electrónico. Luego deberá incluirse, tanto en castellano como en inglés, un resumen de doscientos caracteres como máximo y entre tres y cinco palabras clave en ambos idiomas.

En el caso de comentarios de jurisprudencia, los 80.000 caracteres escritos incluyen el texto de la respectiva sentencia y, en su caso, el dictamen previo si lo hubiere. La sentencia, con clara indicación del tribunal interviniente y nombre de los firmantes, deberá ser entregada en la misma ocasión en que se entregue el comentario, preferentemente como texto integrado al comentario en Word, o como PDF anexo.

4. *SOBRE LAS PARTES INTERVINIENTES EN CIERTOS COMENTARIOS DE JURISPRUDENCIA.* — Las partes intervinientes en la jurisprudencia que se comenta deberán señalarse solo mediante sus iniciales, en el caso de sentencias arbitrales voluntarias, sentencias de Derecho de Familia en que intervengan menores de edad y sentencias relativas a los delitos pasibles de acciones personales.

5. *SOBRE LAS RECENSIONES, CRÓNICAS Y ENSAYOS.* — Las recensiones o reseñas bibliográficas y las crónicas o ensayos deberán ser escritos a espacio sencillo, no pudiendo contener más de diez mil quinientos (10.500) caracteres escritos en fuente *Times New Roman* tamaño 12. La primera página incluirá el título del trabajo tanto en castellano como en inglés, el nombre de su autor o autores y su filiación correspondiente (ver supra, 3).

6. *SOBRE OTRAS REFERENCIAS.* — Toda referencia a los grados académicos que posea el autor o los autores, junto con la universidad que los otorgó, sus cargos o compromisos laborales o profesionales, agradecimientos, dedicatorias o los proyectos científicos patrocinados donde el trabajo se enmarca podrán incluirse como nota al pie de página, antes de las notas de numeración correlativa.

7. *SOBRE LA BIBLIOGRAFÍA CITADA.* — Todas las referencias a libros, artículos de revistas, capítulos y formatos electrónicos deberán ser listadas al final del trabajo, bajo el título de “Bibliografía citada”. Solo excepcionalmente, previa autorización, se admitirán las referencias a textos en desarrollo. Luego de publicados los cuatro primeros números de la *RADEHM*, es obligación de los autores citar, al menos, un trabajo publicado en la *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería*.

Dicho listado se limitará a los trabajos efectivamente citados o referidos en el trabajo y se ordenará alfabéticamente por el primer apellido de su autor. En este listado, la referencia a los artículos de revistas o capítulos de libros hará indicación de los números de página de inicio y final (xx-xx). En todas las referencias, los apellidos de los autores se escribirán en VERSALES<sup>1</sup> y el título de la obra/libro en que se encuentra, en *cursiva*<sup>2</sup>. Finalmente, entre paréntesis (), debe incluirse la ciudad de publicación, la sede editorial y el número de edición en caso de que haya más de una.

Ejemplos de referencia:

a) *de libro*: GUZMÁN BRITO, Alejandro M. (2005): *De las donaciones entre vivos. Conceptos y tipos* (Santiago, LexisNexis, segunda edición).

b) *de traducciones*: LE TOURNEAU, Philippe (2004): *La responsabilidad civil* (trad. Javier Tamayo Jaramillo, Bogotá, Legis, tercera edición).

c) *de capítulo de libro*: HÜBNER, Ana María (1998): “Los bienes familiares en la legislación argentina”, en Corral, Hernán (edit.), *Los regímenes matrimoniales en Argentina* (Santiago, Universidad de los Andes) pp. 101-146.

d) *de artículo de revista*: MANSON, Manuel (2014): “Los hidrocarburos en el siglo XXI”, *RADEHM*, vol. I, N° 1: pp. 202-215.

e) *de fuente manuscrita*: Archivo Nacional - Fondo Varios, *Carta de Domingo Santa María a Pedro Pablo Figueroa*, 31 de enero de 1889.

<sup>1</sup> En Mac, shift+command+K; en PC, “Font”, “Small Caps”.

<sup>2</sup> En Mac, command+I; en PC, botón “italics”.

“Normas editoriales de *RADEHM*”

f) *de documentos en formato electrónico*: BERMÚDEZ, Jorge (2005): “El principio de confianza legítima en la actuación de la administración como límite a la potestad invalidatoria”. Disponible en: <[http://www.scielo.cl/scielo.php?script\\_arttext&pid=2](http://www.scielo.cl/scielo.php?script_arttext&pid=2)> (último acceso: 01/02/2014).

8. *SOBRE LAS NORMAS CITADAS*. — Se deberán considerar al final del trabajo, en un listado, todas las referencias legales o normativas bajo el título “Normas citadas”. Dicho listado se limitará a las normas efectivamente citadas en el trabajo. En el caso de que se trate de una ley, el número de esta, la fecha de su publicación (día, mes y año) y su denominación legal, si la tuviere. El recaudo de fecha de publicación no es necesario si se trata de normativa infralegal.

Ejemplos:

Ley 18525 (B.O. 1/7/1986), Normas sobre importación de mercancías al país.

Resolución SE 175/2013, Normas sobre instalaciones eléctricas.

9. *SOBRE LA JURISPRUDENCIA CITADA*. — Se deberán considerar al final del trabajo, en un listado, todas las referencias jurisprudenciales bajo el título “Jurisprudencia citada”. En este listado, las referencias a las sentencias harán indicación de las partes en cursiva (primer apellido o sus iniciales, en el caso de que se trate de aquellas sentencias contempladas supra, en 4), al año de la sentencia entre paréntesis y, seguido de dos puntos, del tribunal que la haya dictado junto con la fecha de su dictación. Se sugiere indicar el tipo de acción y procedimiento correspondiente y, si es el caso, la identificación de la sede de edición en que ha sido publicada la sentencia bajo su título completo y las indicaciones de volumen, número o sección, año y página. Las sentencias se deberán ordenar cronológica y alfabéticamente por el nombre de las partes.

Ejemplo:

*Tamaya con Atocha* (1999): Corte Suprema de Justicia de la Nación, 6 de abril de 1999 (acción de nulidad de concesión minera), Fallos: 310: 288; *Revista de Derecho y Jurisprudencia*, tomo 96 (1999), II, sección 7<sup>a</sup>, pp. 65-73.

a) *Sobre la jurisprudencia internacional citada*. En el caso de citar jurisprudencia internacional, se deberá ocupar el sistema propio de referencia que utilizan las cortes y tribunales de origen de la sentencia para su identificación.

Ejemplos:

Para los Estados Unidos: *Brown v. Board of Education*, 347 U.S. 483 (1954).

Para el Reino de España: STC 095/2010.

b) *Más ejemplos*. Pueden verse en <http://www.redalyc.org/revista.aa?id=1770>.

10. *SOBRE LAS REFERENCIAS ABREVIADAS EN GENERAL.* — Se incluirán las referencias abreviadas de las obras, normas y jurisprudencia bajo la forma de notas al pie de página numeradas mediante caracteres arábigos en formato superíndice, conforme se explica infra, 11 y siguientes.

11. *SOBRE LAS REFERENCIAS ABREVIADAS DE LAS OBRAS CITADAS.* — En las referencias abreviadas de los libros, artículos de revista y demás obras citadas en el cuerpo del texto se señalará sólo el primer apellido del autor (en VERSALES), el año (entre paréntesis) y el número/s de las páginas precisas en que aparece la cita. Ejemplos: LE TOURNEAU (2004) p. 210. LE TOURNEAU (2004) pp. 210-212.

Si la obra tiene dos autores, su indicación se separará con la conjunción “y” en letra derecha. Si la obra tiene tres o más autores, su indicación deberá contener el apellido del primer autor, seguido por la expresión latina “*et al.*”. Si se citan dos o más obras de diferentes autores en una misma referencia, se deberán designar por la expresión “VV.AA.” seguido de los apellidos y los respectivos años de publicación y páginas, dentro de un mismo paréntesis. Si se contemplan obras de un mismo autor publicadas en un mismo año, se distinguirán por una letra seguida del año de publicación.

Ejemplos:

- Obra con un autor: MANSON (1978) p. 52.
- Obra con dos autores: ALESSANDRI y SOMARRIVA (1974) p. 392.
- Obra con tres o más autores: GALLARDO *et al.* (2011) p. 94.
- Más de una obra de diferentes autores: VV.AA. (ALSANA, 1984, p. 51; COLODRO, 1986, p. 41; LÓPEZ y MUÑOZ, 1994, p. 32).
- Más de una obra de un mismo autor y año de publicación: GUZMÁN (2005a) p. 12.

Se recomienda no efectuar referencias a trabajos que no hayan sido confrontados directamente por el autor.

12. *SOBRE LAS CITAS TEXTUALES.* — El autor que cite textualmente debe incluir al final de la reproducción del texto el número de la nota correspondiente, citando al pie, de acuerdo con las reglas de referencias estipuladas más arriba. Queda estrictamente prohibido a los autores hacer las referencias bibliográficas en el texto mismo del trabajo.

13. *SOBRE LAS REFERENCIAS ABREVIADAS DE LAS NORMAS CITADAS.* — En la nota respectiva se deberá indicar el número de la norma y su año de publicación.

Ejemplo:

- Ley 18525 de 1986.
- Ley 18525 (B.O. 1/1/2013).

14. *SOBRE LAS REFERENCIAS ABREVIADAS DE JURISPRUDENCIA CITADA.* — Se indicará el nombre de las partes en cursiva (con su primer apellido o sus iniciales

“Normas editoriales de *RADEHM*”

en el caso de sentencias contempladas supra, 4), seguido del año de dictación entre paréntesis.

Ejemplo:

*Tamaya c/Atocha* (1999).

15. *SOBRE LA INCLUSIÓN DE IMÁGENES Y TABLAS.* — Dentro del cuerpo del texto solo podrán incluirse imágenes, tablas y gráficos atinentes a la materia de la publicación. En particular, cada imagen, gráfico o tabla debe estar en formato \*.jpg.

16. *SOBRE LAS CORRECCIONES DE PRUEBA.* — Los trabajos presentados a la *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería* serán revisados para la verificación de estas normas, además de su corrección gramatical, ortográfica, atinencia y novedad, por la Editorial y, en su caso, por los Secretarios de Redacción. En ningún caso la solicitud que se les haga a los autores para que realicen correcciones a los trabajos significa compromiso de publicación alguno por parte de la *RADEHM*.

17. *SOBRE EL ARBITRAJE PARA LOS ESTUDIOS MONOGRÁFICOS Y COMENTARIOS DE JURISPRUDENCIA.* — Los estudios doctrinales y comentarios de jurisprudencia, previamente revisados por los Secretarios de Redacción, serán evaluados anónimamente por al menos dos árbitros ciegos, designados por la Dirección de la *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería* a propuesta del Consejo Académico de la Revista.

En el caso que un autor sea profesor afiliado a alguna institución académica que respalde oficialmente a la Revista, los informes de sus colaboraciones serán efectuados por árbitros externos, ajenos a dicha institución.

18. *SOBRE LA DECISIÓN DE PUBLICAR.* — La *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería* se reserva el derecho de decidir sobre la efectiva publicación de los trabajos presentados y, en su caso, el volumen y número específico en que se publicará. Siempre que no se acepte la publicación de algún trabajo, por parte del Consejo Académico o de la Dirección de la *RADEHM*, se comunicará al autor esta decisión, dando cuenta justificada de ella. La aceptación de un trabajo se entenderá firme una vez que el autor reciba un aviso por escrito con esta noticia.

19. *SOBRE EL CONTRATO DE EDICIÓN.* — Una vez aceptado un trabajo para su publicación, deberá firmarse un contrato de edición entre la *RADEHM* y el autor en un plazo de siete días. Por medio de este, el autor autorizará a la *RADEHM* a publicar la obra correspondiente, distribuirla, venderla, licenciarla y reproducirla en la forma y las condiciones que se estipulen. Asimismo, la *RADEHM* quedará facultada para publicar la obra por medios gráficos, magnéticos, electrónicos y por todos los otros medios conocidos o por conocerse, quedando a su decisión la

modalidad de publicación que emplee. La autorización también contemplará la facultad del editor para realizar trabajos derivados en general –tales como abreviaciones, resúmenes o traducciones para su publicación–, además de distribuirla tanto en la Argentina como en el extranjero.

20. *SOBRE LAS OBLIGACIONES DEL AUTOR.* — Por el contrato de edición que se celebre, el autor deberá conservar la plena propiedad de la obra, respondiendo ante la RADEHM de la evicción y de cualquier otro perjuicio que pueda irrogarse ante el incumplimiento de esta obligación. También se obligará a entregar la obra concluida para su edición, a satisfacción de la *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería*.

21. *SOBRE LA RESPONSABILIDAD DEL AUTOR.* — El autor responde ante la RADEHM por cualquier perjuicio irrogado por el incumplimiento de las obligaciones que impone el contrato de edición. A su vez, el contenido de la obra es de su exclusiva responsabilidad, por lo que, en consecuencia, si por cualquier causa o motivo, directa o indirectamente, la *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería*, su Director o una tercera parte se vieren obligados a pagar una indemnización en virtud de la obra del autor, la RADEHM, su Director o la tercera parte involucrada siempre podrán repetir en contra del autor por el monto total de las indemnizaciones y costas, más los reajustes e intereses del caso.

22. *SOBRE LA CELEBRACIÓN EXTEMPORÁNEA DEL CONTRATO DE EDICIÓN.* — La RADEHM se reserva el derecho a suspender la publicación de un trabajo en caso que, cumpliéndose el plazo de siete días para celebrar el contrato establecido supra, 19, este aún no se haya celebrado por demora del autor. Esta suspensión se levantará solo una vez que el autor remita el contrato firmado a la *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería*, que podrá fijar un nuevo volumen y número para la publicación del trabajo.



*Director editorial*

José A. MARTÍNEZ DE HOZ (h.)

*Directora ejecutiva*

Estela B. SACRISTÁN

*Subdirector*

Tomás LANARDONNE

*Coordinadora*

María Carolina CRESPO

---

*Consejo académico*

Ana Elizabeth BASTIDA • Alberto B. BIANCHI

Daniel CASAL • Germán FERNÁNDEZ LAHORE

Máximo J. FONROUGE • Florencia HEREDIA

Arturo PERA • Héctor M. POZO GOWLAND

Francisco Javier ROMANO • Rubén O. SABATINI

Roberto P. SOBRE CASAS • Alejandro VERGARA BLANCO

Mariano C. VIVAS DE LORENZI • Hernán M. ZABALLA

---

*Secretarios de redacción*

Sergio ARBELECHE • Juan Cruz AZZARRI

Hugo Aníbal CABRAL • María Luján CRESPO

Jimena del Valle DANERI LUCERO

Ignacio M. DE LA RIVA • Héctor M. HUICI

María Inés JUSTO • Leonardo F. MASSIMINO

Mariano PALACIOS • Pablo RUEDA

Luis Patricio SALADO • Carlos SARAVIA FRÍAS

Juan Martín SIANO • Claudio Norberto VÁZQUEZ



[www.radehm.com.ar](http://www.radehm.com.ar)



[www.abacoeditorial.com.ar](http://www.abacoeditorial.com.ar)