

I BCA.

II BCA.

REGULACIÓN ENERGÉTICA
CONTEMPORÁNEA

TEMAS SELECTOS

Prologuista

CARLOS OCAÑA PÉREZ DE TUDELA (España)

Comentarista

SERGIO A. ROSADO (México)

Compiladores

JOSEFINA CORTÉS CAMPOS

MIRIAM GRUNSTEIN

Coordinador Académico

JOSÉ DAVID ENRÍQUEZ ROSAS

Autores

ODÓN DE BUEN RODRÍGUEZ (México) ÁNGEL DE LA VEGA NAVARRO (México)
FRANCISCO LEOPOLDO DE ROSENZWEIG MENDIALDUA (México) ECKHART
EHLERS (Alemania) JAVIER H. ESTRADA ESTRADA (México) MIRANDA FERRELL
(Estados Unidos) MIRIAM GRUNSTEIN (México) GÜRCAN GÜLEN (Estados
Unidos) RUZANNA MAKARYAN (Estados Unidos) LOURDES MELGAR PALA-
CIOS (México) SEVERO LÓPEZ MESTRE ARANA (México) MICHELLE MICHOT
FOSS (Estados Unidos) MARCELO PÁRAMO FERNÁNDEZ (México) LUCIANO
PAREJO ALFONSO (España) JOHANN-CHRISTIAN PIELOW (Alemania) EDUARDO
JAVIER RODRÍGUEZ CHIRILLO (Argentina) GABRIEL RUIZ OCHOA (México)
PIERRE SUBRÁ DE BIEUSSES (Francia) ALEJANDRO BASILIO VERGARA BLANCO
(Chile) DMITRY VOLKOV (Estados Unidos) FRANCISCO MARCOS ZORRILLA
MATEOS (México)

Editor Invitado



Konrad
Adenauer
Stiftung

REGULACIÓN
ENERGÉTICA
CONTEMPORÁNEA
TEMAS SELECTOS



EDITORIAL PORRÚA
AV. REPÚBLICA ARGENTINA 15



INSTITUTO TECNOLÓGICO
AUTÓNOMO DE MÉXICO

MÉXICO, 2009

Primera edición: 2009

Copyright © 2009
Instituto Tecnológico Autónomo de México
Río Hondo 1, col. Progreso Tizapán,
01080, México, DF

Esta edición y sus características son propiedad de
EDITORIAL PORRÚA, SA de CV 8
Av. República Argentina 15 altos, col. Centro,
06020, México, DF
www.porrúa.com

Queda hecho el depósito que marca la ley

Derechos reservados

ISBN 978-607-09-0306-9

IMPRESO EN MÉXICO
PRINTED IN MEXICO

Índice

	<i>Pág.</i>
PRESENTACIÓN DE LA SERIE	XIX
PRÓLOGO	XXI
COMENTARIO. Cambios en las tendencias en la industria energética global	XXIII
Sergio A. Rosado [México]	
1. Introducción	XXV
2. Interrelación entre energía y economía	XXVI
3. Tendencias globales	XXVIII
4. Costos	XXXII
5. Cambio climático	XXXVI
6. Seguridad energética.	XLII

PRIMERA PARTE

REGULACIÓN:

PRESUPUESTO Y TENDENCIAS

*¿Acuerdos sostenidos o desarrollo sostenible?
de la estabilidad contractual entre estados
y empresas en un mundo que cambia*

Miriam Grunstein [México]

1. Preámbulo/Síntesis	5
2. Los contratos: interfaz crítica entre las empresas y los estados	6
3. Cambios en los contratos. ¿Los que el estado mande?	7
4. Contratos intocables: ¿Como quieran las empresas?	12
5. De la relación entre el “trato justo y equitativo” y la estabilidad contractual.	13
6. La estabilidad como “expectativa legítima y mínima” del inversionista	15
7. Acuerdos sostenidos: las llamadas “cláusulas de estabilización”	16
7.1. Tipos de estabilización	18
7.1.1. El acercamiento clásico a la estabilización de la relación contractual	18
7.1.2. Cláusulas de estabilización económica o cláusulas de reestablecimiento del equilibrio contractual	20

8. Aplicación e interpretación de las cláusulas de estabilización. La elección del derecho aplicable	22
9. Cláusulas de estabilidad vs. expropiación	23
9.1. Estabilidad contractual vs. “expropiación indirecta”.	24
10. ¿Inversión y/o desarrollo? ¿Falso dilema o diferencia irreconciliable?	27
11. Desarrollo sostenible y estabilidad contractual: ¿hacia la conciliación?	30
11.1. Primer método: la limitación al alcance de una cláusula de estabilización	30
11.2. Segundo método: la “remisión evolutiva”	30
12. La estabilidad contractual entre países: los gasoductos transfronterizos	31
12.1. El gasoducto de África Occidental	32
12.2. El proyecto del gasoducto BTC	33
13. Cambios contractuales a la mexicana	34
14. Últimas preguntas y reflexiones.	36

*Las tarifas de distribución en el servicio eléctrico:
aspectos jurídicos y modelos regulatorios
de tarificación*

Eduardo J. Rodríguez Chirillo [Argentina]

Introducción.	41
I. El régimen tarifario: características generales	42
1. Las tarifas en los monopolios naturales	42
2. Estructura de las tarifas eléctricas	44
3. Las tarifas: razonabilidad en el retorno y eficiencia en los costos	46
a) La razonabilidad en la rentabilidad	48
b) La eficiencia en los costos del servicio	49
II. Revisiones tarifarias y modelos regulatorios de tarifas	51
1. El proceso de revisión tarifaria y el estudio tarifario.	51
a) Etapas del estudio tarifario	51
b) La utilización de consultores independientes.	52
2. El método tradicional: el <i>rate of return</i> o <i>cost plus model</i>	54
3. La regulación por incentivos	55
a) El método de <i>price cap</i>	56
b) El método de la empresa modelo o eficiente	58
III. Tarifas e ingresos tarifarios: actividad reglamentaria y derechos patrimoniales	62
1. La aprobación de las tarifas	62
2. Los ingresos tarifarios como derechos patrimoniales de la empresa prestataria.	62
IV. Los mecanismos de resolución de controversias	65
1. La resolución de controversias en la legislación local. Distintas alternativas.	65
2. La resolución de controversias en la legislación internacional. Los tratados	67
V. Reflexiones finales y conclusiones	69

SEGUNDA PARTE
MODELOS COMPARADOS

A. HIDROCARBUROS

*National oil companies and international
oil and gas trade*

**Michelle Michot Foss, Miranda Ferrell, Gürcan Gülen, Dmitry Volkov,
Ruzanna Makaryan** [Estados Unidos]

Introduction	77
1. Global Energy Commodities, Local Markets	77
2. Drivers for Global Oil and Gas Industry Organization	79
Oil and Gas Resource Geography.	80
Oil and Gas Resource Access and Geopolitics	81
Back to the Future?	82
3. Role of NOCs	84
4. Performance Trends and Indicators for NOCs	85
Attributes of NOCs	87
5. Summary and Conclusions.	99

El modelo petrolero noruego y sus beneficios

Javier H. Estrada Estrada [México]

Introducción.	105
1. El Modelo Petrolero Noruego	106
2. Papel del gobierno y forma de gobernar	108
3. Estructura organizacional	114
4. Empresas en el negocio del gas y del petróleo	118
5. La reglamentación de la exploración y la producción.	127
6. Los retos por venir	132
7. Beneficios del modelo para la población noruega	134
8. Conclusiones	139

*México está enfrentando problemáticas similares
a las de Brasil hace 11 años*

Gabriel Ruiz Ochoa [México]

1. Introducción.	143
México está enfrentando problemáticas similares a las de Brasil hace 11 años	143
México está aprendiendo de la experiencia brasileña mas no está actuando con la misma determinación	144
La colaboración en el futuro entre Petrobras y Pemex como socios es prácticamente inminente	145

2. Transformación y desarrollo del Sector Energético brasileño	147
Cronología de reformas al marco jurídico aplicable a la Industria de hidrocarburos	147
La Importancia del órgano regulador	148
Inversión en desarrollo e investigación de tecnología y la apues- ta por aguas profundas	151
Desarrollo del recurso humano	152
Estado actual de industria energética	153
3. Experiencias de colaboración entre Brasil y México	156
Contratos de servicios múltiples	156
Cooperación tecnológica/aguas profundas	158
4. Conclusiones	159
¿Hacia dónde vamos?	159
¿Brasil-México? ¿Pemex-Petrobras?.	161

B. ELECTRICIDAD

La última evolución en el régimen del sector eléctrico en España

Luciano Parejo Alfonso [España]

I. Introducción	169
II. La última directiva comunitario-europea en la materia	169
1. Consideraciones generales	169
2. La organización del sector	171
3. El estatuto contable de las empresas eléctricas (arts. 18 y 19).	175
4. El régimen de la actividad de generación	176
4.1. La autorización de nuevas instalaciones (art. 6).	176
4.2. La adjudicación de nuevas capacidades (art. 7).	176
5. El régimen de la gestión del transporte y la distribución (arts. 8 a 17)	177
5.1. El estatuto de los gestores	177
5.2. La organización del acceso a las redes. (arts. 20 y sgs.).	180
III. La adaptación del derecho español a la vigente directiva comunitaria.	181
1. Introducción	181
2. Las innovaciones en el estatuto de las empresas del sector eléc- trico	182
2.1. La nueva determinación de los sujetos del sector	182
2.2. La obligación de separación de actividades y el régimen de la contabilidad	184
3. La determinación de las autoridades reguladoras	186
4. El régimen de las actividades de suministro de electricidad	187
4.1. La producción de energía eléctrica	187
4.2. El transporte de electricidad	189

4.3. La distribución de electricidad	190
4.4. La operación del mercado	192
4.5. La operación del sistema	192
4.6. La comercialización de electricidad.	194
4.7. Los intercambios de electricidad	197
5. Las redes de transporte y distribución	197

*Algunos aspectos del derecho francés
a propósito del sector energético*

Pierre Subra de Bieusses [Francia]

Introducción.	203
1. El proceso de apertura del mercado energético	204
2. La separación jurídica de los operadores	205
3. La cuestión de las tarifas.	207
4. El cambio de estatuto jurídico de los operadores.	209
Consideraciones finales	211

*Institucionalidad y principios
de derecho eléctrico chileno*

Alejandro Vergara Blanco [Chile]

Introducción.	215
I. Institucionalidad eléctrica	216
A. Marco regulatorio	216
1. Objetivos de la nueva legislación.	216
2. Vigente Ley general eléctrica: el DFL N° 4, de 2007	217
3. Modificaciones relevantes del marco regulatorio del sector eléctrico, desde 1982 a 2008.	217
B. Instituciones y personas vinculadas al sector eléctrico.	219
1. Instituciones de la Administración del Estado. Servicios públicos específicos	219
2. Personas naturales y jurídicas, públicas y privadas	220
3. Tribunales especiales en materia eléctrica	221
II. Principios jurídicos del sector eléctrico	222
A. La actividad económica eléctrica como servicio público	222
B. El sistema concesional del servicio eléctrico	224
1. La <i>publicatio</i> parcial	224
2. Títulos concesionales obligatorios y facultativos	226
C. Los principios de funcionamiento de cada servicio eléctrico	226
1. La calidad del servicio eléctrico	227
2. La obligatoriedad del servicio público eléctrico.	227
3. La regularidad del servicio público eléctrico	228
4. La continuidad del servicio público eléctrico.	229
5. El principio de la confiabilidad de los sistemas eléctricos	229

III. Tarifas	233
A. Precios regulados y precios libres	234
1. Precios regulados	234
2. Precios libres	235
3. Fijación de precio a clientes regulados	235
B. Precios a nivel generación-transporte	235
1. Costo marginal instantáneo	235
2. Precio de nudo	236
C. Precios por el uso del sistema de transmisión	236
1. Fijación tarifaria	236
2. Repercusión del pago por los sistemas de transporte en los usuarios	237
D. Precios a nivel de distribución	237
1. Aspectos generales	237
2. Valores agregados de distribución	238
3. Determinación del monto del VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) de las instalaciones de distribución eléctrica	239

TERCERA PARTE

POLÍTICA ENERGÉTICA POR REGIÓN

*Replanteamiento de las políticas regulatorias
en infraestructuras de red en América Latina:
el Caso de la Industria Eléctrica*

Francisco Zorrilla Mateos [México]

Introducción	247
1. Liberalización y desregulación del sector eléctrico en países industrializados: los casos de Estados Unidos y Europa	250
1.1. Estados Unidos de América	250
1.2. Europa	251
2. Experiencias regulatorias en el sector eléctrico en Latinoamérica	252
2.1. Chile	254
2.2. Argentina	257
2.3. Brasil	259
2.4. Colombia	261
2.5. Cuatro mercados eléctricos latinoamericanos	263
3. Características y condiciones distintivas de las infraestructuras de red en países en desarrollo	264
3.1. Costo marginal de fondos públicos e informalidad	264
3.2. Estado de derecho y marco regulatorio	266
3.3. Corrupción y oportunismo político	268
3.4. Servicios universales y subsidios	269
3.5. Pobre nivel de discusión en el sector de infraestructuras de red	270
Comentarios finales	272

*México, Cuba y Estados Unidos:
acceso a los recursos y desarrollo
del conocimiento en el Golfo de México*

Ángel de la Vega Navarro [México]

1. Marcos y contexto de este estudio: retos y desafíos ante la crisis 277
2. El Golfo de México: una frontera entre tres países y tres modelos de organización de la industria petrolera 279
3. Formas de organización diferentes ante los desafíos y retos en el Golfo de México 285
4. Enfoques cooperativos con múltiples socios; articulación de intereses públicos y privados 293
5. La necesidad de cambios en el “Modo Mexicano de Organización Petrolera” (MMOP): acceso a los recursos y desarrollo y administración del conocimiento 296

*Desagregación de propiedad
y dudas de constitucionalidad:
algo más que un debate típicamente alemán*

Johann-Christian Pielow / Eckart Ehlers LL.M., Bochum [Alemania]

- I. Introducción 301
- II. Las opciones de desagregación 303
 1. La opción preferida: la (plena) desagregación de la propiedad 303
 2. La segunda opción: gestor de red independiente (ISO). 304
 3. Opción especial: el fraccionamiento de las acciones. 307
- III. ¿Tiene competencia el legislador europeo? 307
 1. La falta de competencias específicas 308
 2. ¿La armonización de normas nacionales conforme al artículo 95 CE? 309
 3. Prohibición del ejercicio de competencias 312
 - a) El artículo 295 CE 312
 - b) El artículo 175(2)(c) CE 315
 4. Conclusiones provisionales y su relación con las medidas de promoción de la competencia propuestas por la Comisión 316
- IV. La protección de la propiedad desde la perspectiva de los derechos humanos 318
 1. La relación entre la protección europea y la protección nacional del derecho de propiedad 318
 2. El sujeto portador del derecho fundamental 319
 3. La desagregación de propiedad a la luz de la protección del derecho de propiedad de la UE 321
- V. Conclusiones y perspectivas 323

CUARTA PARTE
ENERGÍA Y MEDIOAMBIENTE

*Diseñando el Post Kioto:
cambio climático, energía, oportunidades para México*

Lourdes Melgar Palacios [México]

Introducción	329
1. La Problemática del cambio climático	330
1.1. Definición del problema	331
1.2. Contribución del sector energético al cambio climático	333
1.3. Estado actual del debate en torno al cambio climático	335
2. Negociaciones internacionales	336
2.1. Protocolo de Kioto: ¿historia de un fracaso anunciado?	337
2.2. El diálogo G8 + 5: Respuestas políticas ante la urgencia de actuar	340
3. Diseñando el Post-Kioto	342
3.1. Estrategias para el régimen Post-Kioto	345
3.1.1. Sistema de tope y comercio de emisiones	348
3.1.2. Acuerdos sectoriales	348
3.1.3. Políticas y medidas nacionales	349
3.1.4. Algunas consideraciones	350
3.2. Resultados de la COP 14	352
4. Oportunidades para México	353
4.1. Situación actual	353
4.2. Opciones de política energética	355
5. Reflexión final	358

*La normalización para el ahorro
de energía en México: historia, proceso, instituciones,
impactos y ejemplos emblemáticos*

Odón de Buen R. [México]

Introducción	361
1. Política pública para la eficiencia energética	361
1.1. Los bienes públicos	361
1.2. Las medidas para cuidar los recursos energéticos no renovables y evitar el cambio climático global	362
1.3. El uso eficiente de la energía	363
1.4. Las barreras al uso eficiente de la energía	364
1.5. Acciones características de política pública para el uso eficiente de la energía	365
2. La normalización para la eficiencia energética en México	366
2.1. La Ley Federal sobre Metrología y Normalización y las Normas Oficiales Mexicanas	367

2.2. La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía y las Normas Oficiales Mexicanas para la eficiencia energética	369
2.3. El proceso de una NOM de eficiencia energética	369
2.4. Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética vigentes . . .	370
2.5. El caso de la norma para refrigeradores y congeladores de tipo do- méstico	372
2.6. Etiqueta de eficiencia energética	374
2.7. Los impactos de las NOM de eficiencia energética	375
2.8. Un ejemplo de programa de recambio de equipos: el Programa de Incentivos y Desarrollo de Mercado del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE)	378
2.8.1. El concepto de la transformación del mercado	379
2.8.2. El Programa de Incentivos y Desarrollo de Mercado	379
2.8.3. El Sello FIDE	380
2.8.4. El proceso del Programa	380
2.8.5. Los impactos directos del Programa.	381
3. Retos para la normalización para la eficiencia energética en México . . .	383
4. Resumen final y conclusiones	383

*La regulación del sector energético
en México antes y después de la reforma
de noviembre de 2008*

Francisco Leopoldo de Rosenzweig Mendialdua [México]

1. Introducción	388
2. Estructura de la industria energética	391
2.1. Gas natural	393
2.2. Energía eléctrica.	398
3. Marco regulatorio hasta noviembre de 2008.	401
3.1. Gas natural	401
3.2. Regulación de la industria eléctrica	406
4. Consideraciones generales a las reformas aprobadas al sector energía en 2008	411
4.1. Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo	412
4.2. Ley de Petróleos Mexicanos	413
4.3. Artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal	416
4.4. Comisión Reguladora de Energía.	417
4.5. Comisión Nacional de Hidrocarburos	419
4.6. Aprovechamiento sustentable de energía	420
4.7. Aprovechamiento de energías renovables	421
5. Consideraciones finales	422

*Análisis de la reforma petrolera en México:
una perspectiva corporativa*

Severo López Mestre Arana [México]

Introducción.	427
1. Perspectiva de gobierno corporativo y perspectiva gerencial.	428
1.1. Accionistas y administradores: una relación compleja.	428
1.2. Las bases institucionales: un buen principio.	429
1.3. Estructura corporativa y desempeño gerencial.	429
2. Embraer: Una historia de éxito.	431
2.1. Embraer en el mapa de la aviación.	431
2.2. Los cimientos de la infraestructura institucional.	432
2.2.1. El Ministerio de Aeronáutica, COCTA y el CTA.	432
2.2.2. Los primeros aciertos.	433
2.3. La autonomía estructural de embraer: factor clave del éxito.	433
2.3.1. El financiamiento: autonomía gerencial.	434
2.3.2. Liderazgo y continuidad: equipo.	434
2.4. Después de la debacle: el despegue.	435
2.4.1. Participación dorada del Gobierno Brasileño: una acción.	435
2.4.2. Embraer profundiza sus alianzas.	436
2.5. Embraer continúa transformándose: la nueva estructura corporativa.	436
2.5.1. Acciones comunes: Evitar el acaparamiento, fortalecer la transparencia y salvaguardar el nacionalismo.	436
3. El pragmatismo chino: Gaizhi.	438
3.1. El cambio ideológico: Deng Xiaoping.	438
3.2. El Proceso de privatización chino.	438
3.2.1. Gaizhi: un balance.	439
3.3. Sinopec: un botón de muestra.	439
3.3.1. Sinopec en números.	440
3.3.2. Accionistas: otra visión.	440
3.3.3. Estructura corporativa: consejo de administración, comités y directores ejecutivos.	441
4. El Caso Pemex: La reforma petrolera.	444
4.1. Primer elemento institucional: accionistas.	444
4.1.1. Título accionario menguado: bonos.	444
4.2. Consejo de Administración.	445
4.2.1. Politización de la estructura.	447
4.2.2. Los organismos subsidiarios.	447
4.3. La función gerencial: dirección general y altos ejecutivos.	448
4.4. La Secretaría de Hacienda: un papel difícil, pero necesario.	448
4.4.1. Balance financiero y presupuesto.	450
4.4.2. Programa de Inversión.	450
4.5. Vigilar al vigilante: los comités.	450
4.5.1. Organos auxiliares en Pemex: ¿saturación de comités?.	451
4.5.2. Vigilancia, de la vigilancia, de la vigilancia.	452
4.6. Un nuevo participante: la Comisión Nacional de Hidrocarburos.	453

4.6.1. Un ejemplo de desarrollo de tecnología en casa: Saudi Aramco	454
4.7. Otras referencias: El mundo	454
4.7.1. PdVSA	455
4.7.2. Petrobrás	455
5. Conclusión	455

*Conceptos jurídicos sobre la regulación del gas natural
y de gas licuado de petróleo en México*

Marcelo Páramo Fernández [México]

1. Introducción	459
2. Aspectos técnicos generales del gas natural y del gas LP	460
2.1. Gas Natural.	460
2.1.1. Gas Natural Licuado	461
2.1.2. Gas Asociado al Carbón.	462
2.2. Gas LP	462
3. Régimen legal del Gas Natural y gas LP	464
3.1. Principios generales de los hidrocarburos	464
3.2. Principios jurídicos generales de la regulación del gas.	465
3.2.1. Servicio público	465
3.2.2. Utilidad pública	468
3.2.3. Autoridades.	469
4. La regulación de los mercados de gas	478
4.1. Ventas de primera mano	479
4.1.1. Precio de venta de primera mano de Gas Natural	480
4.1.2. Precio de venta de primera mano de Gas LP	482
4.2. Permisos de transporte, almacenamiento y distribución	483
4.2.1. Permisos de Gas Natural	483
4.2.2. Permisos de gas LP.	486
4.3. Tarifas para la prestación de servicios	487
5. Comentarios finales	487

XVIII BCA

Presentación de la Serie

Con el presente libro, el Instituto Tecnológico Autónomo de México (ITAM) ofrece su tercera entrega de la serie *Temas Selectos de Derecho Contemporáneo*. La Serie tiene por objeto contribuir a satisfacer la necesidad de la comunidad jurídica de contar con compendios temáticos, a través de los cuales, se sistematicen ensayos especializados y de actualidad en diversas disciplinas, a través de autores líderes en sus respectivas jurisdicciones. La Serie, pues, tiene una vocación internacional y comparativa, mediante la cual se busca ofrecer distintas perspectivas y tendencias al operador jurídico contemporáneo.

Temas Selectos de Regulación Energética Contemporánea es un libro que contextualiza el estado del sector en México, a través de una gama de comparaciones de mercados energéticos más competitivos que el nacional. La obra es prologada por Carlos Ocaña; comentada por Sergio Rosado y compilada por Josefina Cortés y Miriam Grunstein. Su participación, aunada a la de autores prestigiosos de siete jurisdicciones contribuye a la discusión seria, incluyente y global, con la cual el ITAM se encuentra comprometido.

El ITAM desea manifestar su gratitud por el apoyo de la Editorial Porrúa en este nuevo esfuerzo de promoción del conocimiento económico y jurídico aplicado. Asimismo, celebra y agradece la participación de la Fundación Konrad Adenauer, como editor invitado. Sin duda, su contribución fomenta la reflexión académica propositiva, que tanto requiere nuestro sistema jurídico, para evolucionar coherentemente y ser así, una herramienta útil a la sociedad.

Ciudad de México. Septiembre de 2009

JORGE CERDIO
Director del Departamento
de Derecho del ITAM

DAVID ENRÍQUEZ
Director Académico de la Serie
Profesor del ITAM. Investigador de la UP

XX BCA.

Prólogo

El mundo de la energía converge. Cada vez más los objetivos de la política energética —eficiencia económica, seguridad de suministro y protección del medio ambiente— son compartidos por la comunidad internacional. Cada vez más, las reglas del juego —la regulación— comparten principios y métodos. Cada vez más los organismos reguladores se diseñan sobre pautas comunes. Cada vez más, la actividad empresarial es multinacional. Y cada vez más los especialistas en energía —ingenieros, abogados y economistas— pueden compartir problemas y soluciones con independencia de su ubicación geográfica.

Las páginas que siguen exploran esa triple convergencia de política energética, regulación y práctica empresarial. La principal conclusión es que, si hace veinte años era concebible pensar en soluciones enteramente *ad hoc* para un país, un sector o una empresa, hoy no lo es. Hay criterios acordados y prácticas establecidas que, si bien no dan respuesta a todos los problemas, al menos sí acotan grandemente las alternativas.

La lista de elementos de acuerdo es considerable. Los “*tradeoffs*” entre seguridad de suministro y coste de la energía y entre coste y protección del medio ambiente se entienden hoy con bastante precisión. También se conocen con detalle los elementos del marco jurídico e institucional que incentivan la inversión y los que la limitan. Hay un amplio consenso sobre las ventajas de separar la regulación de la gestión y sobre los beneficios de disponer de un regulador y una regulación neutral. Ya nadie duda de que es casi siempre mejor regular explícitamente la actividad energética que dejar a la autorregulación de las empresas el funcionamiento de los mercados energéticos. Y la idea de dejar al mercado el suministro energético con el progresivo abandono de los monopolios de gas y electricidad es hoy dominante en casi toda América, Europa y Oceanía.

A partir de estas ideas se han desarrollado técnicas muy específicas para, por ejemplo, configurar el acceso a las redes de transporte y distribución, valorar costes y fijar precios en las actividades reguladas, retribuir inversiones, establecer objetivos medioambientales e instrumentarlos o para establecer la estructura de los organismos reguladores independien-

tes. De este cúmulo de ideas y técnicas se da amplia cuenta en los ensayos que contiene este libro.

En estas páginas también subyace un segundo tema: El mundo de la energía converge despacio. Si comparamos el sector energético con la industria del automóvil o con el sector financiero, salta a la vista que la convergencia dentro del sector energético se produce a un ritmo relativamente lento. En particular, el papel del libre mercado y la competencia en los mercados energéticos está menos desarrollado y globalizado que, pongamos por ejemplo, en el caso de la banca y el resto de los servicios financieros. Y, observando la experiencia reciente, se puede ver una cierta indecisión y cambios de rumbo en la política energética y la regulación en algunos países.

Todavía subsisten diferencias notables entre los marcos jurídicos e institucionales de los países. El marco del sector eléctrico mexicano, por ejemplo, es distinto del centroamericano o del español, como distintas son las políticas medioambientales de la Unión Europea de las de los EEUU, que en muchos casos han optado por instrumentos distintos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero o para promocionar las energías renovables. Algunas de estas diferencias quizás puedan explicarse por diferencias objetivas entre los países. Por ejemplo, no es lo mismo regular un sistema eléctrico relativamente pequeño y aislado que otro más grande e interconectado. Pero otras diferencias parecen más fáciles de explicar por la inercia y la resistencia al cambio tan frecuente en los mercados de servicios. El suministro de energía, en su fase minorista, es un servicio y, como tal, sólo ocurre donde se consume el servicio. El aislamiento de la competencia internacional es sin duda un factor en la lentitud de los cambios.

Muchos de los artículos que siguen hablan de reformas recientes. En este caldo de cultivo parece seguro que el futuro nos seguirá deparando nuevas reformas.

CARLOS OCAÑA PÉREZ DE TUDELA
Secretario de Estado de Hacienda y Presupuestos (España)

Comentario

CAMBIOS EN LAS TENDENCIAS EN LA INDUSTRIA ENERGÉTICA GLOBAL



Sergio A. Rosado

[México]

Licenciado en Economía por la Universidad
de Yucatán. Asesor de Estrategia de PEMEX
Exploración y Producción

Resumen

La expansión económica de los últimos años tuvo un efecto importante en el surgimiento de tendencias en la industria energética global principalmente derivadas del incremento de la demanda de energía y sus efectos en los precios de la misma. Sin embargo, la crisis financiera global está generando importantes cambios de tendencia en la industria los cuales requieren un cabal entendimiento para la implantación de estrategias efectivas. La recesión económica ha resultado en una disminución de la demanda de energía. Este ajuste en la demanda de energía generará una disminución en la demanda de equipos, servicios y otros insumos requeridos para producir energía los cuales tendrán que modificar sus precios para ajustarse a la nueva realidad del mercado. Este artículo revisa los posibles cambios en la evolución de los costos de la industria, el cambio climático y la importancia de la seguridad energética en la industria energética derivados de los efectos de la recesión económica.

Abstract

Recent economic expansion has had an important effect in the emergence of new tendencies in the global energy industry, mainly as a result of the increase in the energy demand and of the effects of the latter on energy prices. However, the global financial crisis is generating significant changes in the trends in the energy industry which require a thorough understanding of how to implement effective strategies. This shift in energy demand will generate a decrease in the demand for equipment, services and other required products to produce energy which will have to suffer a price change in order to adjust to the new realities of the market. This chapter reviews the possible changes throughout the evolution in energy costs, climate change and the importance of energy security in the energy industry derived from the economic recession.

1. Introducción

Las dimensiones de la crisis financiera global y sus efectos en la economía real y las variables que la sustentan son dos de las mayores incertidumbres que enfrenta el mundo en 2009. No existe consenso entre analistas e investigadores sobre el tamaño de la crisis, su probable duración ni las consecuencias estructurales específicas que tendrá en el largo plazo. No obstante, desde una perspectiva de economía política, Septiembre de 2008 probablemente marcará un punto de inflexión en la historia del capitalismo global con cambios irrevocables en el sistema financiero moderno.

Algunos de los efectos generales que se han manifestado con mayor claridad hasta el momento incluyen una alta volatilidad en los mercados de capitales y *commodities*, reducción en el acceso a fuentes de financiamiento derivado de la escasez de liquidez, y una mayor intervención gubernamental en sectores claves de la economía. Esta intervención se ha manifestado a través de diversas acciones que incluyen inyecciones masivas de capital en instituciones financieras y empresas manufactureras, adopción de nuevos mecanismos de regulación o bien la instrumentación de políticas anti-cíclicas que buscan estimular el consumo y la inversión a través de incrementos en el gasto público y reducciones en las tasas de interés. Asimismo, se han gestado esfuerzos multilaterales para coordinar acciones de respuesta global a la situación económica imperante con efectos poco claros.

Con respecto a las consecuencias particulares que la situación económica generará en las industrias, esto dependerá de la naturaleza de la industria de referencia —extractivas, manufactureras o de servicios— y de otros factores inherentes a cada sector industrial como la elasticidad de la demanda, el balance entre las necesidades de capital y de mano de obra, y la estructura de mercado entre otros. Sin embargo ante la reducción en la demanda de bienes y servicios, la escasez de fuentes de financiamiento y los cambios en el valor de capitalización de las empresas, es posible anticipar una mayor consolidación y concentración industrial como la que hemos observado recientemente en el sector financiero en Norte América

y Europa la cual se manifestará a través de un número creciente de fusiones y adquisiciones.

En este contexto, la industria energética global está sufriendo una serie de cambios de tendencia muy importantes de los cuales es necesario un cabal entendimiento para la implantación de estrategias efectivas.

Para propósitos de análisis la industria energética deberá ser entendida como el sistema requerido para garantizar el abasto energético de un determinado país, el cual típicamente está basado en al menos dos subsectores interrelacionados pero claramente diferenciados: los hidrocarburos y la electricidad.

Una vez precisada esta definición, es necesario identificar algunas características específicas de la industria que incluyen:

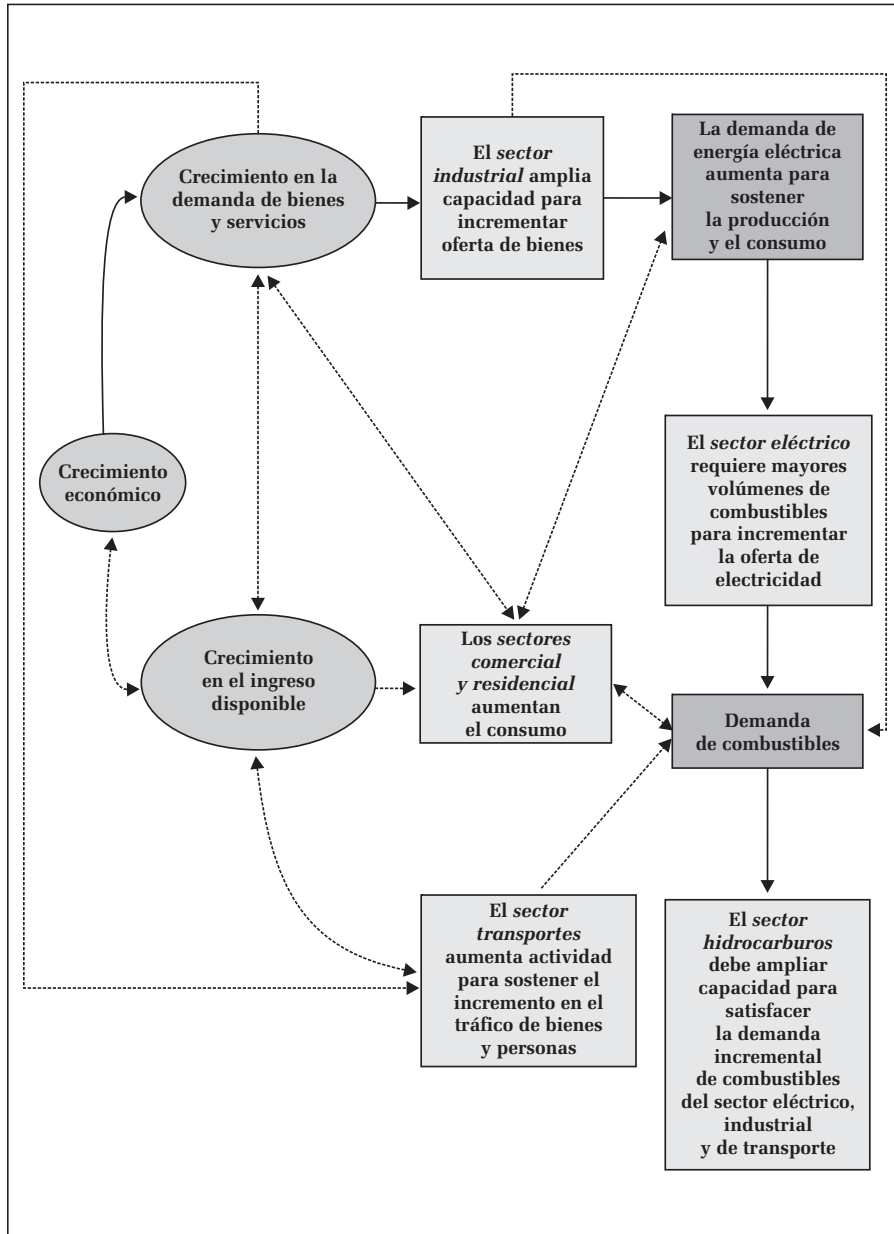
- Una cadena de valor sofisticada y diversificada que incluye la extracción, transformación y transporte de hidrocarburos (petróleo y gas natural) y minerales (carbón, uranio) así como la generación, transmisión y distribución de electricidad,
- Una necesidad intensiva de capital dado el tamaño de las inversiones necesarias para la construcción de infraestructura energética (por ejemplo pozos, refinerías, ductos, plantas de generación) combinada con requerimientos de capital humano altamente especializado tanto en las etapas de diseño y ejecución, como en la operación de los proyectos,
- Largos períodos de amortización multianual de las inversiones derivados de prolongados ciclos de vida útil de las instalaciones energéticas,
- Competencia global por equipos, insumos y servicios estratégicos con alto componente tecnológico (equipos de perforación, compresores, motores y turbinas para generación),

2. INTERRELACIÓN ENTRE ENERGÍA Y ECONOMÍA

La relación causa-efecto entre crecimiento económico y demanda energética es un tema muy estudiado por los economistas. Las evidencias sugieren que un mayor crecimiento económico se traduce de manera típica en incrementos en el consumo de energía.

La Figura 1 resume de manera esquemática el efecto del crecimiento económico en la industria energética, en su propósito de satisfacer la demanda de energía.

Figura 1.
Interrelación entre crecimiento económico y consumo de energía



Fuente: Sergio A. Rosado

Como se puede observar en la figura de referencia, el crecimiento en la demanda de bienes y servicios tiene un efecto en la demanda de electricidad y combustibles. Asimismo, para ampliar su capacidad productiva, el sector eléctrico requiere de mayores volúmenes de energía primaria como gas natural, combustóleo y diesel. De igual forma, el sector transporte requerirá de mayores volúmenes de combustibles para atender una demanda creciente para sostener la actividad económica. Este incremento en la demanda de combustibles, requerirá en consecuencia de mayor capacidad productiva del sector hidrocarburos —crudo, gas, refinación y distribución— para atender el aumento en la demanda de combustibles.

Finalmente, el ciclo se cierra a través del efecto que la demanda incremental de insumos, servicios y equipos, requeridos por el sector energético en su conjunto, tiene en la demanda agregada de bienes y servicios.

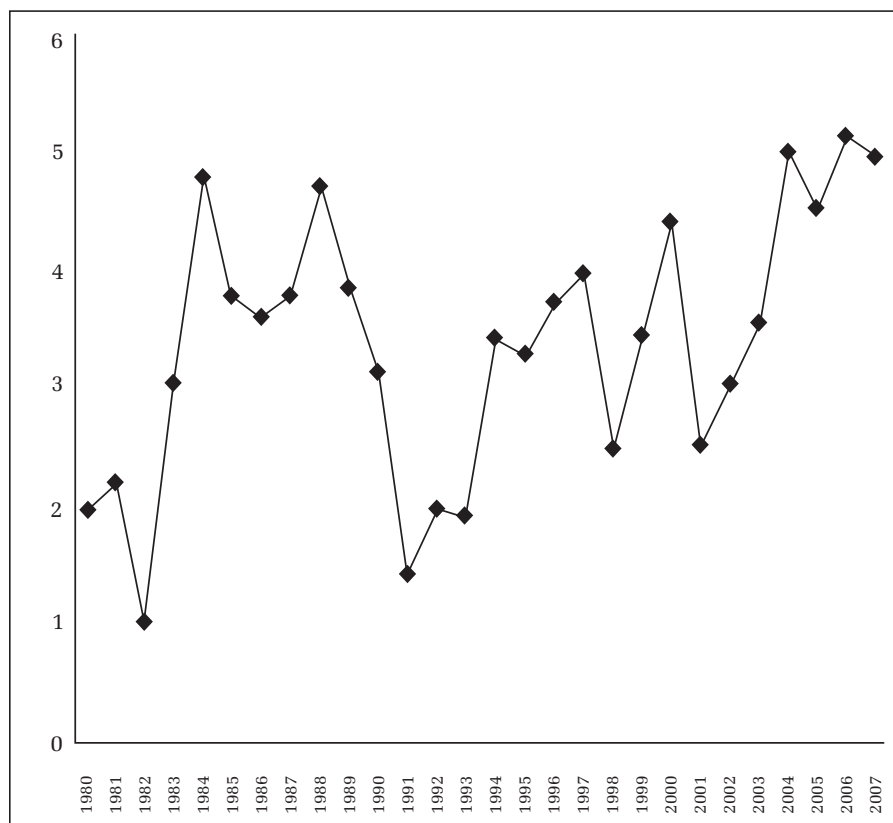
Esta intrincada red de relaciones causa y efecto ilustra como el crecimiento económico tiene una repercusión directa en la demanda de energía y a su vez un suministro adecuado de energía es necesario para mantener una economía en crecimiento. En conclusión, ambas variables —economía y energía— son interdependientes. Dicha interdependencia es clave para explicar el surgimiento de ciertas tendencias en el sector energético global en los últimos años a los cuales nos referiremos más adelante en este documento.

3. TENDENCIAS GLOBALES

El ciclo expansivo de la economía mundial entre el 2001 y 2007 fue el más alto desde principios de los años ochentas (Figura 2). A partir de 2004, el producto interno bruto mundial creció a una tasa anual que fluctuó alrededor del 5 por ciento. Esta expansión estuvo encabezada por países asiáticos como China e India.

La expansión económica tuvo un efecto importante en el surgimiento de tendencias en la industria energética global principalmente derivado del incremento de la demanda de energía y sus efectos en los precios. Las principales tendencias a las que nos referimos son; la evolución de los costos de la industria, la importancia de la seguridad energética y el tema del cambio climático.

Figura 2.
Producto interno bruto mundial variación real anual en porcentaje

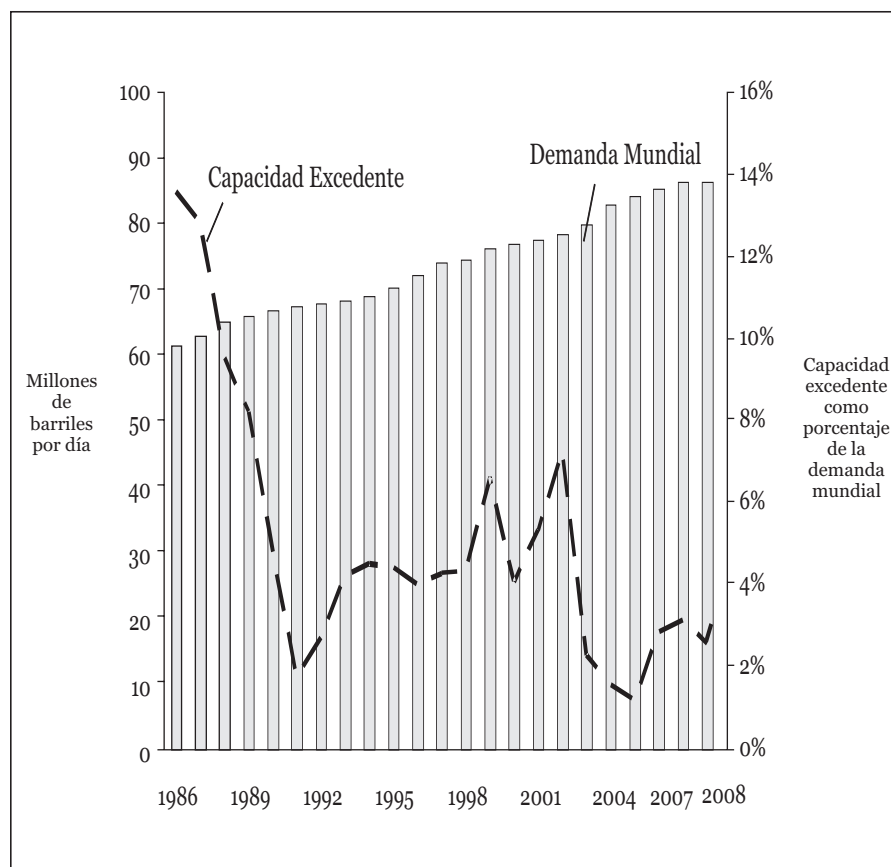


Fuente: Fondo Monetario Internacional

La demanda mundial de petróleo pasó de 76.6 a 86 millones de barriles diarios de 2000 a 2007, con una tasa anual de crecimiento promedio de 1.67 por ciento (Figura 4). Cabe destacar que la demanda de petróleo de China observó una tasa de crecimiento promedio anual de 7.66 por ciento en el mismo periodo, pasando de 4.6 millones de barriles diarios en 2000 a 7.6 en 2007.

Como se observa en la Figura 3, aparejado con el crecimiento de la demanda de petróleo crudo, la capacidad excedente disminuyó considerablemente. De 2002 a 2004 la capacidad excedente como porcentaje de la demanda total pasó de más de 6 a menos de 2 por ciento, lo cual ex-

Figura 3.
Evolución mundial
de la demanda de petróleo crudo
y capacidad excedente



Fuente: *Energy Information Administration, Department of Energy*

plica en buena medida el crecimiento de los precios observado en los últimos años.

La Figura 4 por otro lado detalla la evolución del precio del crudo desde 1986. Analizando la figura es evidente el incremento del precio a partir de 2001 de manera exponencial hasta 2008 cuando alcanza su pico para empezar una caída muy pronunciada.

Figura 4.
West Texas Intermediate; Precio Spot Diario;
Dólares por Barril



Fuente: *Energy Information Administration, Department of Energy*

En términos anuales, el precio del crudo tuvo un crecimiento sostenido desde 2001 y de manera muy pronunciada desde 2004 como se observa en la Tabla 1.

Tabla 1. Precios WTI; Promedio Anual

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
WTI (US\$ / Barril)	30.38	25.98	26.18	31.08	41.51	56.64	66.05	72.34	99.67

El tema de los precios de la energía es complejo y su discusión va más allá del propósito de este artículo. Sin embargo, los precios de la energía y más específicamente los precios de los hidrocarburos tuvieron un efecto único en los temas aquí referidos como tendencias: costos, seguridad energética y cambio climático. A grandes rasgos, el precio del petróleo alcanzó los niveles observados por la convergencia de varios factores a lo largo del tiempo incluyendo:

- El incremento en la demanda a partir de 2004 derivado del crecimiento económico al que hicimos referencia con antelación;
- Factores geopolíticos, inestabilidad y/o conflictos en países productores de petróleos como Venezuela, Nigeria e Iraq;
- El efecto de la caída de valor del dólar con respecto a otras monedas en 2007 y parte de 2008, lo que provocó importantes aumentos en los mercados de físicos incluyendo el petróleo crudo, los metales y otros *commodities*.

En resumen, el cambio en los *fundamentales* del mercado de los hidrocarburos combinado con factores psicológicos; y más recientemente, inversiones especulativas llevó los precios del crudo a niveles históricos, lo que paradójicamente terminó teniendo un impacto en la economía en general y en la industria aeronáutica y automotriz en particular. Como señalamos anteriormente, la relación entre energía y economía es estrecha, por lo que la desaceleración económica está influyendo en los precios del petróleo crudo, el cual está hoy en la misma banda de precios que en 2004, cuando el ciclo expansivo de la economía empezó a generar un *shock* de demanda del hidrocarburo.

4. COSTOS

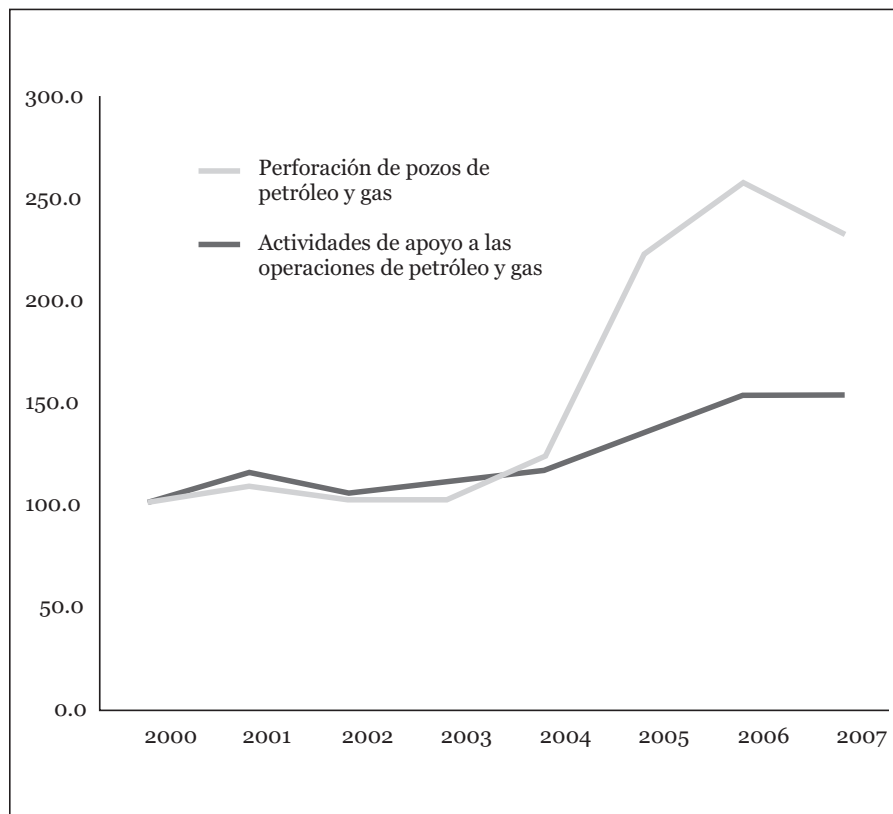
Como consecuencia del aumento de precios de la energía —al que hemos hecho referencia— los costos de las actividades para producirla aumentaron considerablemente. La mayor actividad económica en el mundo se tradujo en mayores costos de ejecución de proyectos, debido, principalmente a dos elementos:

- El incremento global en el precio de ciertos *commodities* como acero, cemento y otras materias primas, necesarias para las actividades industriales y de construcción;

- El aumento en el costo de insumos específicos de la industria de petróleo y gas como son personal especializado, equipos de perforación costa afuera, instalaciones submarinas y embarcaciones. Asimismo, también en la industria eléctrica, se observó un incremento importante en los costos para desarrollar infraestructura.

Por ejemplo, de acuerdo a los índices de precios al productor publicados por el *Bureau of Labor Statistics* de Estados Unidos (Figura 5), la perforación de pozos de petróleo y gas ha tenido un incremento de 131 por ciento de 2000 a 2007 mientras que las actividades de apoyo a las operaciones de petróleo y gas observaron un incremento de 52 por ciento en el mismo período.

Figura 5.
Índice de precios al productor en Estados Unidos.
Crecimiento indexado, 2000 = 100

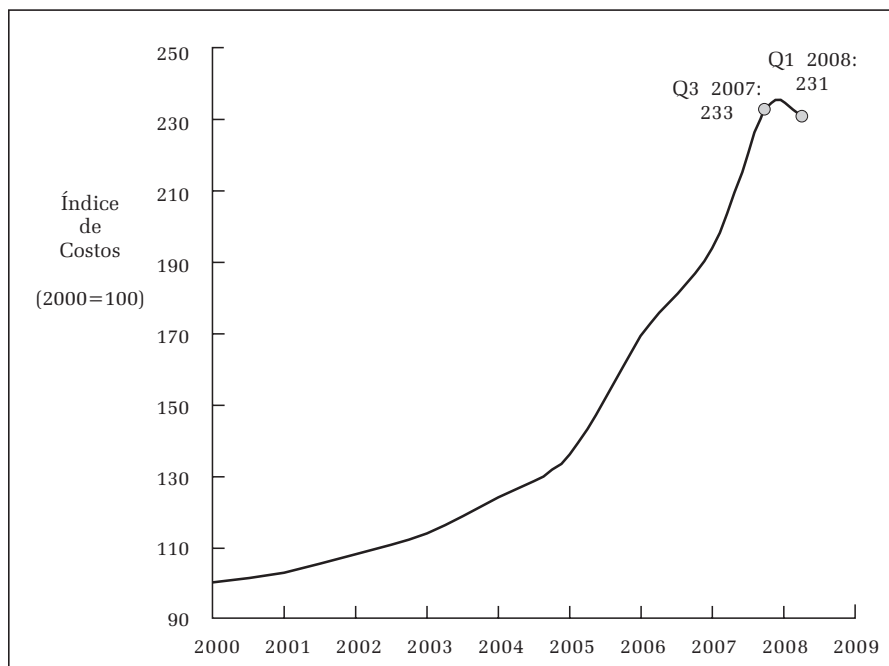


Fuente: *Bureau of Labor Statistics*

Los mayores costos y la reducción en la disponibilidad de equipos e insumos propios de la industria petrolera introdujeron mayores niveles de incertidumbre en el desarrollo de proyectos de exploración y producción. En particular, en la estimación del presupuesto de inversión y su rentabilidad; la contratación de insumos y servicios; y la planeación y ejecución de las obras. Como ejemplo del incremento en los costos de la industria puede citarse el caso de las tarifas de equipos de perforación marina en el Golfo de México, las cuales se elevaron en más al cien por ciento de 2005 a 2008.¹

En lo que respecta a la industria eléctrica, el índice de costos de capital IHS/CERA —diseñado para medir la inflación en el costo de plantas eléctricas de gas, carbón, eólicas y nucleares muestra un incremento de 231 puntos desde 2000 hasta mayo de 2007, lo que sugiere que un planta que costaba 1,000 millones de dólares en 2000, costaría 2,300 millones en 2007 con un incremento muy pronunciado desde 2005 (Figura 6).

Figura 6.
Índice de precios costos de capital. Crecimiento indexado, 2000 = 100

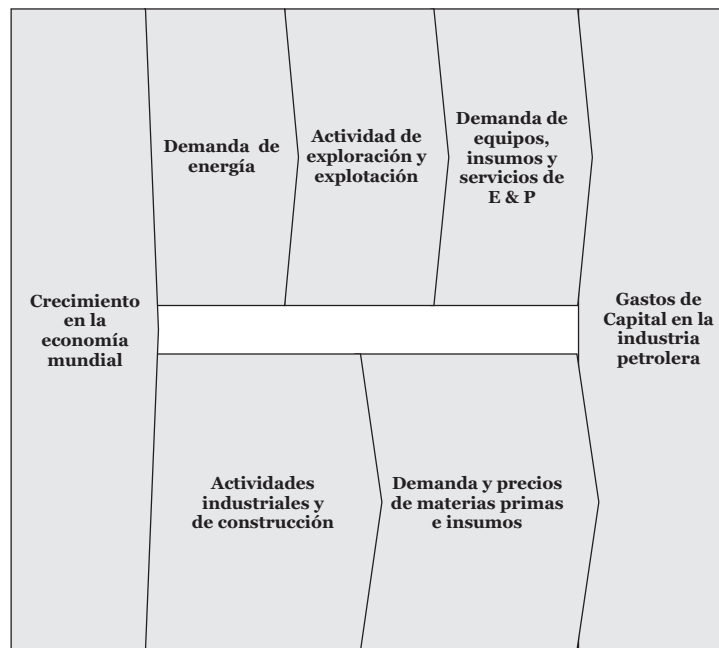


Fuente: Cambridge Energy Research Associates (CERA)

¹ Petrodata Inc.

La figura 7 esquematiza el efecto del crecimiento económico en los costos de la industria petrolera el cual también puede utilizarse para entender el crecimiento en los costos de la industria energética incluyendo electricidad.

Figura 7.
Efectos del crecimiento económico sobre la industria petrolera



Fuente: Sergio A. Rosado

El incremento de costos, ha sido un tema estratégico en la industria, dado su efecto en los márgenes de utilidad de las actividades. Sin embargo, con la desaceleración económica se espera un cambio de tendencia en el costo de los insumos de la industria siguiendo la cadena de efectos ilustrada en la Figura 7.

La recesión económica ha reducido la demanda energía, lo cual generará una disminución en la demanda de equipos, servicios y otros insumos que finalmente tendrán que modificar sus precios para ajustarse a la nueva realidad del mercado. Adicionalmente, a un precio del crudo WTI de US\$ 35 por barril, afecta la rentabilidad un importante número de proyectos dejan de ser rentables —aguas profundas, arenas bituminosas, conversión de gas a líquidos—. De hecho, de acuerdo a la consultoría *Cambridge Energy Research Associates (CERA)* si los precios del crudo permanecen a

US\$ 60 por barril, se estima que la oferta mundial se reduciría en hasta 3.8 Millones de barriles. Si los precios permanecen por debajo del precio sugerido, las reducciones en la oferta podrían ser mayores.²

El cambio de tendencia en los costos no será inmediato. De acuerdo al último reporte del índice de gastos de capital de exploración y producción de CERA, se observó un incremento del 9.2 por ciento de Mayo a Noviembre de 2008 en los costos de la industria petrolera. Este período de ajuste es un fenómeno normal en la industria. El “lag” entre el precio de la energía y su costo se debe a que las compañías no suspenden sus actividades de inmediato —generalmente las revisiones presupuestales son anuales— además de que algunos contratos de servicios y equipos son multianuales.

Sin embargo, no cabe duda que los costos se ajustarán en función de la actividad y los precios de los equipos e insumos disminuirán en los siguientes meses.

5. CAMBIO CLIMÁTICO

El efecto de la recesión económica sobre las políticas de cambio climático y su importancia en el sector energía es menos claro que sobre los costos. Mientras que los costos de la energía tienen una relación directa con los precios de la misma, las repercusiones y los costos del cambio climático son más difíciles de cuantificar.

En este contexto es pertinente hacer una distinción entre dos temas que frecuentemente se confunden: protección ambiental y cambio climático.

De acuerdo al Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático,³ el cambio climático se define como “El cambio del clima, tal como se entiende en relación con las observaciones efectuadas, se debe a cambios internos del sistema climático o de la interacción entre sus componentes, o a cambios del forzamiento externo debidos a causas naturales o a actividades humanas. En general, no es posible determinar claramente en qué medida influye cada una de esas causas. En las proyecciones de cambio climático del IPCC se suele tener en cuenta únicamente la influencia ejercida sobre el clima por los aumentos antropógenos de los gases de efecto invernadero y por otros factores relacionados con los seres huma-

² “Recession Shock”: The Impact of the Economic and Financial Crisis on the Oil Market; December 19, 2007.

³ La Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) crearon el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) en 1988. La función del IPCC consiste en analizar la información relevante para entender los elementos científicos del riesgo que supone el cambio climático provocado por las actividades humanas.

nos”. En resumen, el cambio climático es el aumento en la temperatura promedio de la tierra causado por los gases de efecto invernadero.

Por otro lado, la protección ambiental se refiere a mejorar el desempeño en materia ambiental asegurando el cumplimiento de la normatividad aplicable y la administración eficiente y racional de los recursos, asegurando una relación armónica con las comunidades.

Una vez hecha esta distinción, es necesario entender la agenda y motivaciones del sector energético en ambos temas. En materia de protección ambiental, el sector energía —en particular la industria petrolera— debe garantizar la protección ambiental dado que sus actividades son de alto impacto. Esto se lleva a cabo a través de actividades de mitigación —evitar derrames, incendios fugas, y remediación— terminación de pozos, remediación de suelos, entre otros.

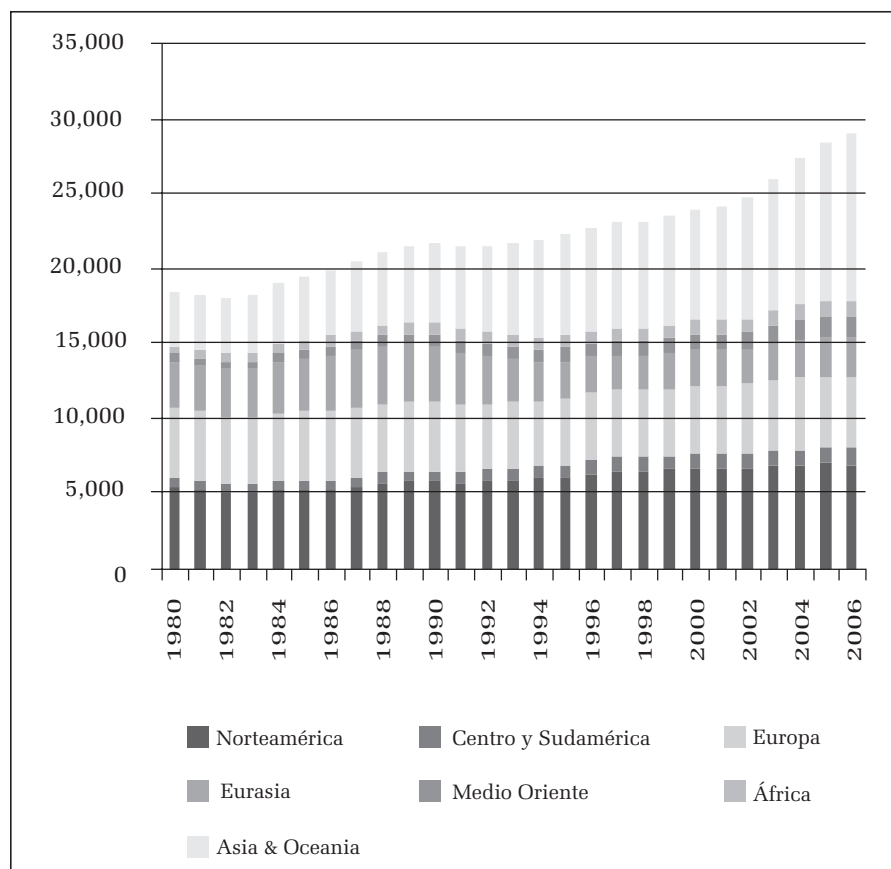
La protección ambiental puede considerarse como el origen de lo que hoy se conoce por responsabilidad social corporativa (*Corporate Social Responsibility* o *CSR* por sus siglas en inglés). La convergencia de diversos factores incluyendo: el creciente activismo por parte de grupos ambientales; el aumento en el número de normas, estándares y lineamientos ambientales; y el acceso a mayores niveles de información por parte de la comunidad a través del internet y otras redes sociales han aumentado los niveles de observación pública y supervisión gubernamental de la industria energética a nivel global. Ante este nuevo contexto, es del mayor interés de las compañías petroleras y de electricidad cumplir con las normas ambientales y ser considerados buenos ciudadanos corporativos; ya sea para garantizar acceso a los recursos energéticos, en el caso de actividades extractivas, o para garantizar la localización de los proyectos de infraestructura, a través de efectos mínimos en el medio ambiente y la comunidad. Inclusive, algunas compañías han hecho de sus buenas prácticas y reputación en materia ambiental una ventaja competitiva como Shell o BP. En consecuencia, la protección ambiental permite un alineamiento de intereses entre las empresas y las comunidades donde éstas operan. Aunque sea una responsabilidad de naturaleza global, la protección ambiental termina siendo en última instancia una actividad local necesaria para garantizar las operaciones de las compañías en una industria en la cual el acceso a las áreas de trabajo es un factor crítico de éxito.

En cuanto al tema del cambio climático, el interés de las compañías de energía es de otro orden. De acuerdo con el cuarto reporte del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector energía, principalmente de la quema de combustibles fósiles para suministro de energía, generación de electricidad y transporte representan el 70 por ciento de las emisiones totales incluyendo bióxido de carbono, metano y partículas de óxido nitroso.

De acuerdo a información del *Energy Information Administration (EIA)* las emisiones de bióxido de carbono derivadas del uso de combustibles fósiles tuvieron una tasa promedio de crecimiento anual de 3.31 por ciento entre 2000 y 2006. Sin embargo, el diferencial de las tendencias regionales es muy significativo. Mientras que en el mismo período las emisiones crecieron en promedio anual 0.35 por ciento en Norteamérica, en Asia y Ocenia, el crecimiento promedio anual observado fue de 7.27 por ciento (Figura TK)

Figura 8.

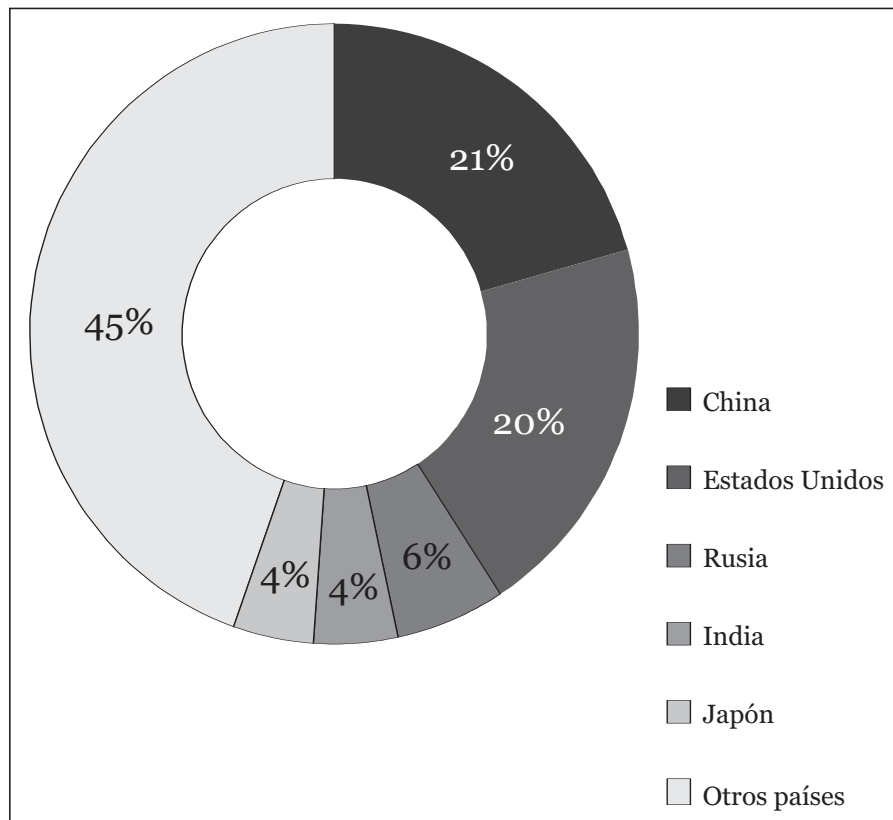
Emisiones de bióxido de carbono mundiales derivadas del consumo y quema de combustibles fósiles.
Millones de toneladas métricas de Bióxido de Carbono



Fuente: *Energy Information Administration* —Departamento de Energía de los Estados Unidos.

Este diferencial ilustra claramente las diferencias en intensidad y eficiencia energética de las economías y el efecto del crecimiento económico en países como China y la India. Por consiguiente, no debe sorprender que solo cinco países emitan más del 50 por ciento del bióxido de carbono derivado del consumo energético; ni que China y la India estén en la lista de esas cinco economías.

Figura 9.
Emisiones de bióxido de carbono por país (2006)
Porcentaje



Fuente: *Energy Information Administration* —Departamento de Energía de los Estados Unidos.

Las proyecciones de crecimiento en el consumo energético y la emisión de gases de efecto invernadero asociada al uso de combustibles fósiles es, en consecuencia, un tema prioritario de la agenda para atender el

cambio climático. Por consiguiente, las propuestas de reducción de CO₂ y sus metas asociadas requerirán de cambios dramáticos en los patrones de suministro y consumo de energía, que requerirán la adopción de medidas de producción y consumo de energía más eficiente así como la reducción en el uso de combustibles fósiles

A este respecto, existe un cierto contrasentido de origen, dado que es difícil esperar que las compañías petroleras promuevan la reducción en el uso de hidrocarburos. Sin embargo la convergencia de ciertos factores en los últimos años —el precio de los hidrocarburos, la seguridad energética, las políticas y leyes que incentivan o establecen mandatos sobre emisiones y la presión de la sociedad— ha llevado a la necesidad de iniciar una transición energética en la que las compañías de energía han participado en diversas formas incluyendo:

- Campañas publicitarias y de información para promover el uso racional y responsable de la energía;
- Acciones de eficiencia energética y ahorro de energía para reducir el consumo propio de las compañías petroleras y de electricidad;
- Inversiones en investigación para el desarrollo de energías renovables que no generen emisiones.

De estas medidas, la de mayor impacto es la sustitución progresiva de los hidrocarburos por energías renovables como la energía solar, eólica e hidráulica, geotérmica, biocombustibles, biomasa y energía nuclear. Sin embargo, el alto costo relativo de estos tipos de energía comparado con el costo de la energía convencional basada en hidrocarburos es una barrera importante para su desarrollo en forma masiva.

Es posible que el arribo de Barack Obama a la Presidencia de los Estados Unidos traiga una renovada agenda de protección ambiental y acciones para mitigar el cambio climático. Entre las primeras medidas ejecutivas adoptadas por la administración de Obama están el aumento en la eficiencia energética de los edificios públicos, el mandato de producir vehículos que consumen menores cantidades de combustible, así como mayor autonomía a los estados para establecer límites a las emisiones. No obstante, la caída en los precios de los hidrocarburos disminuirá los incentivos económicos para desarrollar energías renovables.

Otras razones para considerar que el cambio climático perderá relevancia en la agenda del sector energético son las siguientes:

- *Promoción del desarrollo económico:* A pesar de que el cambio climático pudiera permanecer como tema en la agenda mundial, la prioridad de los gobiernos en este momento de crisis consiste en estimular la economía y el empleo para superar la recesión a la brevedad posible. De hecho, el posible efecto económico de la re-

ducción de las emisiones de CO₂ ha sido una barrera importante para la adopción de impuestos a las emisiones en países como los Estados Unidos y China. Por consiguiente, es previsible pensar que los gobiernos de los países relajarán o diferirán —dependiendo del caso— cualquier política que pudiera frenar la actividad económica o incrementar los costos de las empresas. En el caso de los Estados Unidos, aunque el recién ungido presidente tenga como una de las prioridades de su administración el tema del cambio climático, las acciones que pudieran tener impacto requieren de ratificación del Congreso o en otros casos son de ámbito local y no federal.

- *Menores recursos para investigación y desarrollo de energías renovables:* Ante un entorno recesivo, es previsible que las empresas tengan menores flujos de efectivo para destinar a actividades de investigación y desarrollo. En el caso de las compañías de energía y en particular las petroleras, no obstante que los años de bonanza sirvieron para acumular recursos económicos en sus tesorías, la caída drástica en el precio de los hidrocarburos tendrá un impacto muy significativo en los ingresos. Por consiguiente, se esperaría una reducción de costos para proteger los márgenes de utilidad y el valor de las acciones como ha sido típico durante los ciclos de la industria. Las primeras acciones de reducción de costos se empiezan a ver con el reciente anuncio de ConocoPhillips de reducir 38% sus gastos de capital y recortar 1,300 empleos este año. El caso de las automotrices —el otro sector que destina recursos económicos significativos a investigar una posible transición energética— es aún más dramático. La caída masiva en la compra de vehículos nuevos ha puesto a algunas automotrices al borde de la insolvencia y obligado a los gobiernos a intervenir con inyecciones masivas de capital simplemente para asegurar la sobrevivencia de las empresas.
- *Menores recursos para incentivos fiscales:* Similar al caso anterior, podemos anticipar que los gobiernos dedicarán una mayor cantidad de recursos presupuestales a aquellas actividades encaminadas a promover el crecimiento económico. En el caso de los Estados Unidos, dependiente de la fuente se estima un gasto entre 500 a 1,000 millones de dólares en los siguientes dos o tres años para reducciones fiscales, gastos en infraestructura, extensión de beneficios de desempleo, apoyos para estimular los mercados de bienes raíces, transferencias a los gobiernos locales y estatales, e inyecciones de capital a las manufactureras automotrices. En consecuencia, los

apoyos fiscales a las industrias que reduzcan emisiones, los subsidios a la producción de energías renovables y los fondos federales para la investigación de la transición energética tendrán que competir con otras prioridades.

En resumen, aunque el tema del cambio climático y la necesidad de incrementar el uso de energías renovables siga como un tema importante en la agenda del sector energético, los efectos de la recesión económica pondrán inevitablemente un freno a estas actividades en la espera de un mejor momento donde la demanda de energéticos y los precios de los mismos se recuperen.

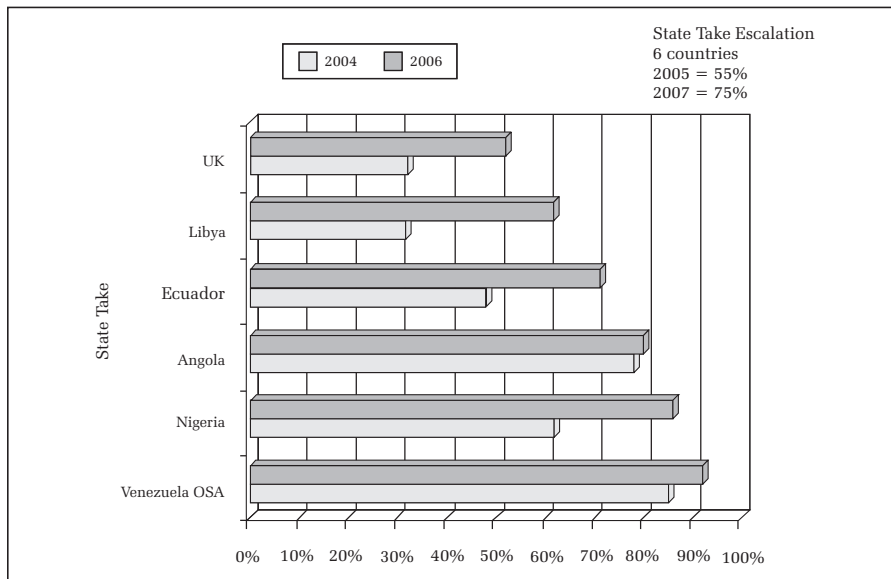
6. SEGURIDAD ENERGÉTICA

El concepto de seguridad energética tiene diferentes significados. En su acepción más amplia, seguridad energética se entiende como seguridad en el suministro de energía a precios accesibles. Sin embargo el concepto de precios accesibles es muy relativo —accesibles para quién—. No obstante, es un hecho que el abasto de manera “segura” es un tema estratégico, principalmente para los países no autosuficientes en materia de energía.

En los últimos tres años, nuevamente derivado del incremento en los precios de los hidrocarburos, el interés por la seguridad energética ganó preeminencia en la agenda de los países industrializados. Desde los llamados a la “independencia energética” para reducir la dependencia de fuentes externas de energía, el fomento a las energías renovables, hasta la explosión de proyectos de gas natural licuado (GNL) el sector energía se concentró en un debate alrededor de la inconveniencia de que los hidrocarburos estén altamente concentrados en dos regiones: Medio Oriente y Rusia.

Parte de este debate, se concentró en el tema de acceso a los recursos. Los países ricos en recurso energéticos elevaron sus regalías y también fortalecieron a sus propias Compañías Nacionales de Petróleo —NOC por sus siglas in inglés —como competidores fuertes de las Compañías Internacionales de Petróleo —IOC por sus siglas en inglés— que tradicionalmente han dominado el mercado global de energía y de hidrocarburos.

Figura 10.
Evolución de términos fiscales
Porcentaje de regalías, impuestos y derechos a la extracción de hidrocarburos



Fuente: IHS Energy; *Perspectives: The New International E&P Realities* Presentado por Pete Stark, NAPE International.

Para los países exportadores de energía, el concepto cambia radicalmente y consiste en la “seguridad de demanda” entendida en acceso a mercados y consumidores que garanticen el retorno sobre inversiones en capacidad productiva y los ingresos nacionales.⁴ Para esta última aceptación, existen una variante adicional: control de los recursos incluyendo el control no solo sobre los energéticos en el subsuelo, sino también sobre la infraestructura necesaria para su transporte y distribución incluyendo frecuentemente las redes de electricidad. Esta variante es frecuente países con una tradición nacionalista sobre sus recursos energéticos. Rusia y México por ejemplo.

La Figura 11 ilustra de manera abstracta los diferentes enfoques de seguridad energética dependiendo del precio de la energía y la posición relativa de los países en cuanto la propiedad o lo que es lo mismo “acceso” a los recursos. Aunque el tema de la seguridad energética, depende de

⁴ What does “energy security really mean”; Daniel Yergin; The Wall Street Journal, July 11, 2006, Opinion Page.

muchos aspectos, proponemos que las dos variables referidas tienen un impacto fundamental sobre el comportamiento de las estrategias de seguridad energética.

Figura 11.
Enfoques de seguridad energética

+ Precios de la energía ■	<ul style="list-style-type: none"> • Énfasis en garantizar el abasto a través de diversificación de fuentes y combustibles. • Énfasis en energías renovables. • Alianzas estratégicas con proveedores de energía. 	<ul style="list-style-type: none"> • Maximización de la renta petrolera a través del Incremento en las regalías. • Mayor control de los recursos. • Fortalecimiento de las compañías nacionales de energía. • Aumento de la capacidad productiva.
	<ul style="list-style-type: none"> • Disminución de barreras al libre mercado. • Énfasis en fortalecer redes de distribución y logística. • Pocos incentivos a la diversificación o energías alternativas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Relajación de los términos fiscales y control de los recursos. • Reducción de la oferta para estimular los precios. • Enfoque en acceso a mercados para vender los energéticos.
	■ Propiedad de los recursos +	

Fuente: Sergio A. Rosado

Los últimos datos sugieren un desplome de la demanda de hidrocarburos. De acuerdo a la información de Diciembre, la demanda global de petróleo en el cuarto trimestre de 2008 disminuyó 2.7 por ciento de manera anualizada o aproximadamente 2.3 millones de barriles diarios (MBD).⁵ lo que explica en gran medida la caída de los precios a las que nos hemos referido antes.

En este contexto, los llamados a la independencia energética, la diversificación y el fomento a las energías renovables perderán “momentum” por el lado de la demanda. En cuanto a la oferta, también es previsible que un período prolongado de precios bajos redundara en ajustes de las regalías y otros cargos de los países productores para mantener la activi-

⁵ UBS Investment Research.

dad e incentivar las inversiones productivas, como también una reducción en el costo de los servicios y equipos propios de la industria. En consecuencia, es previsible un nuevo énfasis en fortalecer los mercados y las redes energéticas globales.

No obstante, similar al caso del cambio climático el tema de la seguridad energética seguirá siendo de naturaleza estratégica. La situación actual traerá cambios de enfoque pero no cambia de manera radical la tendencia. La reciente crisis entre Ucrania y Rusia por el tránsito del gas natural ilustra de manera clara la dependencia de Europa al gas ruso y las posibles consecuencias de cómo un conflicto bilateral puede escalar en términos de desabasto así como también lo difícil de una solución práctica a esa dependencia.

XLVI BCA.

PRIMERA PARTE

REGULACIÓN:
PRESUPUESTO Y TENDENCIAS

2 BCA.

**¿ACUERDOS SOSTENIDOS O DESARROLLO SOSTENIBLE?
DE LA ESTABILIDAD CONTRACTUAL ENTRE ESTADOS
Y EMPRESAS EN UN MUNDO QUE CAMBIA**



Miriam Grunstein

[México]

Para mi hermano Mario

Licenciada en Derecho por el ITAM. Doctora en Letras por la NYU. Profesora Investigadora de Tiempo Completo del CIDE.

Resumen

Este ensayo presenta, en primer lugar, un panorama de los puntos clave del debate internacional sobre el dilema entre la estabilidad contractual, como garantía de la inversión, y el compromiso de los estados —especialmente de los países en desarrollo— de proveer un marco normativo que esté al ritmo de las demandas sociales de salud, seguridad y medio ambiente. Es fenómeno reciente que la literatura especializada se dedique al escrutinio de las relaciones contractuales entre estados y empresas internacionales a la luz de las nuevas exigencias de desarrollo sostenible. Por otra parte, también se presenta el análisis de los dispositivos jurídicos existentes en la industria internacional para garantizar la integridad de la inversión de los proyectos en un entorno jurídicamente cambiante. Se trata de las llamadas “cláusulas de estabilización,” mismas que tienen como propósito blindar los instrumentos contractuales de los cambios normativos en los países receptores de la inversión. Respecto de estas cláusulas de estabilización, la cuestión medular a ser abordada será si éstas pueden, conforme a derecho, y en aras de proteger la inversión, impedir que el estado, y los estados en desarrollo en particular, lleven a cabo la emisión y aplicación de normas que requieren la protección de los derechos humanos y del medio ambiente.

Abstract

This essay presents, in the first place, a panorama of the key issues in the international debate concerning the dilemma between contractual stability, as a guarantee for investment, and the commitment of governments, particularly those of developing countries, to provide with a legal framework which can respond to the demands posed by health, security and the environment. It is a recent phenomenon that recent literature addresses the analysis of the contractual relationships between international companies and governments in the light of the new demands of sustainable development. On the other hand, this essay also contains an analysis of the existing legal mechanisms in the international petroleum industry to guarantee the integrity of investments in a changing legal environment. Such are the so called “stabilization clauses” which are supposed the shield contracts against legal changes in the host countries of investment. Regarding such stabilization clauses, the key question shall focus on whether such clauses, pursuant to the law, and in order to protect investment, may keep governments, those of developing countries in particular, from issuing and applying norms required for the protection of human and environmental rights.

1. Preámbulo/Síntesis¹

Los cambios asustan. Más aún, cuando lo que entra en juego son inversiones multimillonarias. Las tensiones entre la protección a la inversión y el desarrollo sostenible han creado la necesidad de crear acercamientos innovadores que puedan reconciliar las necesidades de las empresas de proteger su inversión con el deber de los estados de garantizar los derechos humanos y sociales de su población.

A continuación, se ofrece, en primer lugar, un panorama de los puntos clave del debate internacional sobre el dilema entre la estabilidad contractual, como garantía de la inversión, y el compromiso de los estados —especialmente de los países en desarrollo— de proveer un marco normativo que esté al ritmo de las demandas sociales de salud, seguridad y medio ambiente. Es fenómeno reciente que la literatura especializada se dedique al escrutinio de las relaciones contractuales entre estados y empresas internacionales a la luz de las nuevas exigencias de desarrollo sostenible.

Por otra parte, este ensayo también presenta el análisis de los dispositivos jurídicos existentes en la industria internacional para garantizar la integridad de la inversión de los proyectos en un entorno jurídicamente cambiante. Se trata de las llamadas “cláusulas de estabilización,” que se volvieron habituales durante los años setenta y ochenta, y mismas que tienen como propósito blindar a los instrumentos contractuales de los cambios normativos en los países receptores de la inversión. Respecto de estas cláusulas de estabilización, la cuestión medular a ser abordada será si éstas pueden, conforme a derecho, y en aras de proteger la inversión, impedir que el estado, y los estados en desarrollo en particular, lleven a cabo la emisión y aplicación de normas que requieren la protección de los derechos humanos y del medio ambiente.

Una vez zanjado el debate y el estado de la cuestión internacionales, una sección final tendrá como foco de análisis de la cláusula de estabilización mexicana, el tan invocado artículo 14 de la Constitución Política

¹ La autora ofrece un agradecimiento muy especial a César Hernández —aunque sabe que no lo aceptará— por demostrarle que no hay que desear el queso sino que basta con salir de la ratonera.

de los Estados Unidos Mexicanos, que prohíbe la aplicación retroactiva de una norma, en perjuicio de persona alguna, como en este caso sería un inversionista. El reto aquí enfrentado no es menor: se tratará de ver hasta qué punto el llamado “Principio de No Retroactividad” plasmado en el citado artículo 14 de la Constitución, protege la integridad de los derechos de una parte en un contrato; pero también hasta qué punto podría frenar a la industria petrolera mexicana de entrar al nuevo mundo de políticas sostenibles en materia de seguridad, salud y de medio ambiente.

2. LOS CONTRATOS: INTERFAZ CRÍTICA ENTRE LAS EMPRESAS Y LOS ESTADOS

Los contratos son el enlace crítico entre las empresas petroleras internacionales (EPI) y sus estados anfitriones. En los contratos que celebran los estados y las EPI se proyectan las reglas bajo las cuales un proyecto tendrá un desarrollo *dinámico* y a la vez *estable* en determinado territorio. Así, pues, un contrato firme y claro es para las empresas, pero también para el estado, equivalente a la solidez del terreno que lo sostiene. Ni a los estados, ni a las empresas, les conviene fincar sus expectativas en terrenos surcados por fallas contractuales. La experiencia internacional ha demostrado que, entre más escollos contiene una relación contractual, más riesgoso para ambas partes resultará extraer la riqueza del subsuelo. En una industria de alto riesgo como la petrolera, la solidez contractual en muchos casos puede salvar los imprevistos en la geología de un territorio, de la volatilidad de los mercados internacionales de los hidrocarburos y de otras variables.

La solidez, sin embargo, no debe confundirse con la rigidez. Retomando el símil geológico, una relación debe fincarse en terreno susceptible de ser trabajado a lo largo del tiempo. Una relación rígida, al igual que un terreno, puede cuartearse si sobrevienen cambios que demanden su ajuste. El negocio petrolero conoce de sacudidas que han creado verdaderas divisiones continentales entre los estados y las empresas que los visitan. Desde francas expropiaciones, a las llamadas “expropiaciones silenciosas” o “tomas regulatorias,” los estados pueden manifestar conductas cambiantes hacia las empresas, dependiendo del momento económico, político y económico por el que estén pasando. En los países en desarrollo, donde las políticas en materia petrolera oscilan vertiginosamente con la brújula política, se han suscitado cambios de rumbo tan pronunciados que causan la salida de la EPI de ese territorio.

Además de sólido, una EPI busca —o debe buscar al menos— un marco jurídico transparente que ofrezca una apreciación clara y realista de las perspectivas de su inversión. Transparencia tampoco equivale a rigidez. Al contrario, un marco de reglas muy cerradas o rígidas pueden ensombrecer el horizonte de la inversión. Por más “seguras” que parezcan, las

reglas muy cerradas o rígidas pueden y han llegado a impedir el desarrollo óptimo de un proyecto a largo plazo. Con el paso del tiempo, un proyecto puede verse encarcelado dentro de un marco de reglas que impide al inversionista, y al estado anfitrión, adaptarse a las nuevas condiciones técnicas, económicas, geológicas, e incluso políticas, de un proyecto. Un contrato labrado en piedra es más susceptible de ser roto por una e incluso ambas partes, simplemente porque pueden sobrevenir circunstancias que hagan muy gravoso su cumplimiento.

Sin embargo, si bien la rigidez puede ser perniciosa, la perspectiva de cambios violentos y súbitos crispa intensamente los nervios de la inversión. Los proyectos petroleros requieren una inversión inicial fuerte de capital y de inversión a largo plazo ya que implican la exploración, valuación y desarrollo de los hidrocarburos los cuales deben ser recuperados por medio de las ganancias (renta). Las empresas se ven expuestas a grandes riesgos por periodos largos de tiempo, en un contexto de gran volatilidad, lo cual puede convertir un contrato inicialmente atractivo en un contrato de plano repelente. Todos estos factores incentivan a los gobiernos receptores de la inversión a buscar ajustes en los contratos a largo plazo como respuesta a presiones políticas y a cambios de circunstancias.² Por esta razón, casi nada altera tanto a las empresas, y a quienes las financian, como el advenimiento de un cambio de reglas, ya sea en el ámbito legislativo, administrativo o en el de la regulación, que afecte sustancialmente el valor de las inversiones. El negocio petrolero ha vivido múltiples inmigraciones y emigraciones de EPIs debidas a cambios en los climas normativos en sus países anfitriones. Ya dependerá del cristal con el se mire si el éxodo de las EPI de un territorio es una manifestación positiva del ejercicio de la soberanía del estado que alguna vez las recibió; o, al contrario, una pérdida tanto de la empresa desertora como del mismo estado. Este ensayo no se ocupará de valoraciones de esta especie sino del análisis de los dispositivos jurídicos que existen en la industria global para mitigar los riesgos a la inversión ante ciertos cambios normativos. También se hablará de los efectos e implicaciones de estos dispositivos, tanto para las EPI como para los países receptores de la inversión.

3. CAMBIOS EN LOS CONTRATOS. ¿LOS QUE EL ESTADO MANDE?

La exploración y explotación de los recursos sitúan a las empresas en arreglos especialmente complejos y delicados con los estados propietarios de éstos. Estos arreglos vinculan a los estados, quienes son propietarios

² Ver Margarita T.B. Cole, “Stabilization clauses in internacional petroleum transactions.” *Denver Journal of Internacional Law and Policy*, 22 de marzo de 2002.

de los recursos, con las empresas, quienes tienen la tecnología, el capital y los recursos para el desarrollo de los mismos, en un sector donde los intereses, los riesgos y las ganancias son muy altos.³ Además, quienes conocen el sector petrolero sabrán que el riesgo en metálico de las transacciones petroleras viene aparejado de contingencias de gran peso en el ámbito político y social. Especialmente en países en desarrollo, los escollos políticos y sociales suelen ser tanto o más peligrosos que las fallas geológicas.

La calificación “en desarrollo” es importante para el tema que aquí se analiza. Como estar “en desarrollo” naturalmente implica estar “en transición,” es claro que el marco jurídico de muchos países “en desarrollo” no es, *ni deber ser*, un producto acabado. Al contrario, muchos países en desarrollo no han cesado de atribularse mientras procesan, articulan, definen y replantean las “decisiones políticas y jurídicas fundamentales” en torno a la explotación de sus recursos. Así, pues, es frecuente que, a medida de que haya cambios en la dirigencia política de determinados países, existan cambios jurídicos en ellos que desorienten violentamente el sentido de los negocios de las EPI. Por estas razones, es natural que las EPIs tengan que ponderar el costo-beneficio de llevar a cabo actividades con alto potencial de rentabilidad pero con fundamentos potencialmente cambiantes en lo tocante a sus políticas públicas y su marco jurídico. Un país puede ser atractivo por sus recursos pero repelente por las normas e instituciones relacionadas con éstos.

Por otra parte, es verdad que es común que los países en desarrollo tengan el petróleo pero muchas veces carezcan de la experiencia y capital para sacarlo y convertirlo en riqueza aprovechable para su población. De ahí que, si los países en desarrollo pretenden seriamente la extracción y aprovechamiento de sus recursos, éstos tengan que diseñar un marco jurídico que atraiga a las empresas a su territorio sin menoscabo de la obligación ineludible de los estados de normar para el bien común. Por otra parte, las empresas internacionales tienen la experiencia y el capital para sacarlo pero deben hacerlo bajo las circunstancias de menor riesgo político y normativo posible. El equilibrio, entonces, se encuentra en los acuerdos entre los estados y las EPI que, por necesidad, para ser exitosos, deberán reflejar una alineación razonable de incentivos entre éstos. Visto simplemente, tanto los estados como las EPI deberían, al menos en la teoría, buscar un mismo objetivo: acordar el esquema de coparticipación de la EPI que le dé mayor valor a los recursos. Sin embargo, aun cuando los incentivos meramente económicos de los estados y las EPI se acerquen considerablemente, puede haber disparidad de fines entre las EPI y los estados en otros ámbitos. Por mucho que se hable del estado como ente “agresivamente comercial” y de la empresa como ente “socialmente res-

³ Cole, *ibid.*, p. 3.

ponsable,” a la hora de la verdad los estados *deben ser* “socialmente responsables” mientras que las EPI *deben ser* “agresivamente comerciales.” Por tanto, si bien los estados, también en ejercicio de sus obligaciones, deben maximizar la renta de sus recursos, lo cual puede requerir la atracción de inversión extranjera para extraerlos, también es cierto que la atracción de inversión para la extracción de estos recursos no debe maniatar al estado del cumplimiento de una serie de metas y obligaciones que son intrínsecamente suyas. Además de procurar la renta petrolera, nada ni nadie tiene mayor obligación que el estado de garantizar la seguridad y salud de las personas y de proteger el medio ambiente. En tal sentido, un país en desarrollo, con un marco jurídico en evolución hacia la creación de políticas de desarrollo sostenible, podría faltar a deberes que le son intrínsecos e irrenunciables si “congelara” su marco normativo para atraer y conservar inversiones necesarias para la explotación de los recursos. Si el estado congela su marco normativo para atraer la inversión, los costos sociales y ambientales pueden ser muy altos, al grado de vaciar de sentido “social” el que haya proyectos petroleros rentables.

Este dilema es realmente mayor. Desde el punto de vista de las empresas, se entiende que éstas deben invertir grandes capitales en los proyectos y que seguramente manifestarán resistencias fuertes a entrar en proyectos en países con riesgos de cambios normativos que afecten sustancialmente el valor de la inversión. Ante el riesgo inminente de que un estado haga uso de su *ius imperii* y altere su marco normativo en el curso de la ejecución de un contrato, es posible que una EPI decida buscar tierras con mayor promesa de estabilidad normativa. Así, pues, el dilema del estado consiste en ser lo suficiente atractivo para la inversión a la vez de cumplir con su mandato ineludible de ser socialmente responsable.

Ante escenarios de políticas públicas cambiantes, hoy día muchas empresas han aprendido que el estado tiene poderes especiales para proveer para el bien público y que estos poderes son inalienables e irrenunciables. En particular, en lo tocante a la exploración y explotación de los recursos naturales, estos poderes son reconocidos por el principio de soberanía permanente del estado sobre sus recursos naturales.⁴ Por más poderosa que sea una empresa, ésta carece del complejo de dispositivos jurídicos y políticos que los estados pueden utilizar en ejercicio de sus facultades legítimas en contra de un inversionista. Por muy poderosa que sea una empresa, y por grande que sea su poder de negociación con el poder político, ninguna de ellas tiene el “monopolio de la fuerza legítima” para hacer valer e imponer el derecho. Si su marco Constitucional y legislativo lo permite, un gobierno puede introducir nuevas reglas, decretos o

⁴ Cole, p. 4.

regulaciones que pueden arrasar con la promesa económica de un contrato. En los países donde se pactan porcentajes de producción a compartirse entre las EPI y los estados, los cambios al régimen impositivo, ambiental o de seguridad de los proyectos pueden mermar la renta de las empresas, aun cuando no haya variación en el porcentaje (*contractors take*) de la empresa.

La problemática en cuestión está vinculada con las distintas “caretas” que presenta el estado al relacionarse con una EPI. Esto es, cabe analizar si la relación entre un estado y una EPI en un contrato es de carácter “horizontal” o “vertical”. Esto es, si el estado se conduce como un “par” ante la empresa o si guarda una postura más autoritaria frente al mismo. Cuando un estado contrata a una EPI para ser operador de un territorio, ¿qué tipos de vínculos se forman entre los estados y las EPI?: ¿un vínculo “comercial” entre “agentes económicos-industriales?”; o acaso ¿una relación de supra-subordinación donde el estado es el regulador de su copartícipe, con plenos poderes derivados de su *ius imperii*? De ser así, ¿puede un estado actuar unilateralmente incluso en el contexto de una relación preponderantemente comercial? Estas cuestiones parecieran más simples cuando las EPI suscriben contratos, no con una secretaría, ministerio, o cualquiera que sea la denominación de la autoridad, sino con una empresa de estado. Desde los años 80, hubo un gran crecimiento en el número e importancia de las empresas estatales de los estados exportadores. Así, desde entonces, es común que la empresa estatal sea la que suscribe el contrato con la EPI.⁵ En tal caso, podría pensarse que la relación es más simple pues se trata de una relación entre empresas, una estatal y otra internacional. Pero todo depende del *status* que guarde la empresa estatal con su lugar de origen. Esto es, cuando hay una clara diferencia entre el estado regulador y la empresa estatal (regulada), y no hay posibilidad de confundir la empresa estatal con un órgano de gobierno, existen menos dudas sobre de que se trata de una relación “horizontal” entre empresas. Si es así, la empresa estatal, aun cuando tenga derechos exclusivos y una situación en general privilegiada en el marco jurídico de su país de origen, es un ente esencialmente comercial que se relaciona con la EPI de forma horizontal, menguando la posibilidad de que ésta pueda actuar unilateralmente hacia su copartícipe en el contrato. Sin embargo, la realidad muestra que, en particular en los países en desarrollo, las empresas estatales, por sus mismos derechos exclusivos y demás privilegios normativos y operativos, si bien no son “autoridades” en el sentido de estar dotadas

⁵ Ver PETER D., Cameron, *Stabilisation in Investment Contracts and Changes of Rules in Host Countries: Tools for Oil & Gas Investors*, Association of International Petroleum Negotiators, Final Report. http://lba.legis.state.ak.us/sga/doc_log/2006-07-05_aipn_stabilization-cameron_final.pdf, p. 18.

de *imperium* como otros órganos del estado, sí pueden y suelen desplegar conductas semejantes a las de un órgano de gobierno.

Así, es frecuente que los modelos de contrato de las empresas estatales suelen contener cláusulas que les confieren protecciones especiales; en atención a que deben actuar en nombre de una nación y en representación de sus intereses. Por tanto, en vista de que los estados encargan los intereses de la nación a la empresa estatal, los modelos de contrato reflejan este mandato especial a través de cláusulas que suelen inclinar la balanza contractual a favor de la empresa. Cuando es así, hay mayores posibilidades de que se susciten acciones unilaterales por parte de la empresa estatal la cual, en un momento dado, puede requerir cambios en los términos y condiciones originalmente pactados en el contrato.

Una forma de mitigar acciones unilaterales subsecuentes a la celebración de los contratos, es mediante el acuerdo previo de las empresas contratantes respecto de la incorporación de ciertos cambios. Si el cambio de reglas está previamente permitido dentro del mismo contrato, es menos probable que la incorporación de nuevas reglas suscite controversias entre las partes. En el curso de la ejecución de algunos contratos, se permite la incorporación de nuevas reglas y criterios para mejora tecnológica, ambiental y de seguridad e incluso se permite el ajuste de las contraprestaciones para incentivar estos cambios.⁶ Esto sucede particularmente cuando el contrato en específico se ubica dentro de las nuevas tendencias de “internacionalización”⁷ de los contratos; esto es, al obligar a la EPI a la incorporación de las mejores prácticas *internacionales* en materia tecnológica, de seguridad, medio ambiente y salud, el contrato se “desarraiga” del ámbito local de donde fue celebrado. La internacionalización de los contratos puede y suele ser acompañada por medio de la inclusión de acuerdos de arbitraje comercial internacional. La inserción previa de acuerdos que permiten, tanto la incorporación de reglas en materia ambiental, de seguridad y de salud, como de acceso a arbitraje comercial internacional, nivelan o disminuyen la “verticalidad” en la relación entre empresa-empresa o empresa-estado. Que los contratantes expresamente asuman una relación comercial, sujeta a arbitraje internacional, dificulta que las empresas estatales o los estados invoquen inmunidades para sustraerse del cumplimiento del contrato. Sin embargo, por mucho que se argumente que el estado o las empresas estatales se relacionan con las EPI en ejercicio de su *Ius Gestionis*, que no de su *Ius Imperii*, las complejidades no de-

⁶ En tiempos recientes en México, como resultado de la reforma energética de 2008, se legisló la posibilidad de que en México se incorporen modificaciones en los contratos que permitan este tipo de mejoras.

⁷ Cole, p. 3.

jan de trasminarse en la relación viva, extra-contractual, entre ellas. De esa materia están hechas muchas de las controversias surgidas entre empresas y estados.

4. CONTRATOS INTOCABLES: ¿COMO QUIERAN LAS EMPRESAS?

Ante la urgencia de atraer la inversión internacional, un estado puede ofrecer, mediante normas de aplicación general, o mediante disposiciones contractuales, el congelamiento de las normas aplicables a un contrato. Sin embargo, la experiencia ha dictado que es común que cuando un estado ofrece maniatar sus poderes de creación legislativa o regulatoria, por hallarse necesitados de inversión, los mismos estados son propensos a incumplir sus propios pactos.⁸ Esto sucede en especial en países en desarrollo, con una fuerte propensión a la inestabilidad política. En tales casos, cuando la consolidación institucional es deficiente, y hay volatilidad en la vida política, las promesas rosáceas de un gobierno deseoso de inversión pueden sufrir necrosis por torsiones en el rumbo político del mismo país. En tal caso, un gobierno nuevo, con un ideario político diametralmente distinto al anterior, puede con fundamentos más de hecho, que de derecho, desconocer los acuerdos que celebró el gobierno anterior. Por supuesto, ante acciones de esta índole, las EPI siempre podrán entablar acciones jurídicas y buscar ser indemnizadas por el gobierno que desconoce estos acuerdos. Pero la realidad es que, aun si dicho gobierno es condenado a resarcir a la EPI, la EPI afectada habrá perdido la oportunidad de tener acceso a las reservas, o prestar sus servicios, en ese país. No se tiene noticia de un sólo caso en el que se haya condenado y obligado exitosamente al país en falta al cumplimiento forzoso del contrato. Así, pues, cuando el estado sustancialmente desconoce, cambia o incumple los acuerdos celebrados con la EPI, la EPI puede aspirar a ser indemnizada pero no a una residencia productiva en tal país.

¿Qué tan previsible es que un estado adopte medidas que tengan un impacto negativo en la inversión? Eso lo deben determinar las EPI, caso por caso, *antes de entrar a la relación contractual con el estado en cuestión*. Las asociaciones internacionales de la industria, como la Asociación Internacional de Negociadores de Petróleo (AIPN) recomiendan, en interés de las mismas EPI, soportar una buena parte de la carga de tales predicciones. En un escenario de inestabilidad política, un gobierno “de muy buena fe” puede pactar acuerdos que sean desconocidos por otro subsiguiente. El riesgo es aún mayor al tratarse de contratos a largo plazo en

⁸ PETER D., Cameron, *op. cit.*, p. 17.

países en plenas contorsiones de desarrollo, en los que las posibilidades de cambios abruptos en sus políticas de recursos naturales son mayores. En contextos de este tipo, el deber de cuidado (*due diligence*) de la inversión futura debe recaer en las EPI, puesto que ningún gobierno en un país políticamente trepidante puede garantizar su permanencia en el mando a largo plazo, ni siquiera a mediano. Y aun cuando se trate de gobiernos relativamente estables, es de negociadores sensatos el familiarizarse lo más posible con el universo normativo del entorno del contrato para ubicar sus fortalezas y sus zonas de riesgo. No es extraño que los desarrolladores de negocios, desorientados por el canto de las sirenas, sobrestimen la promesa de un negocio, cuando las condiciones políticas y normativas muestran horizontes sustancialmente menos soleados.

Algunas EPI, en atención a que en el futuro se susciten cambios que afectan su inversión, condicionan su entrada a ciertos territorios a que el estado por sí, o a través de su empresa petrolera estatal, “congele” los acuerdos contractuales mediante ciertos dispositivos jurídicos. Como se analizará en el apartado siguiente, las prácticas internacionales de la industria petrolera han ideado distintos acuerdos mediante los cuales los estados receptores de la inversión renuncian a la posibilidad de hacer cambios a un contrato en el curso de su ejecución.

5. DE LA RELACIÓN ENTRE EL “TRATO JUSTO Y EQUITATIVO” Y LA ESTABILIDAD CONTRACTUAL.

De las relaciones entre los inversionistas y los estados han dimanado algunos conceptos que han sido analizados, tanto en la teoría que versa sobre las relaciones entre estados y empresas, como en las resoluciones de controversias judiciales y arbitrales sobre estas mismas relaciones. Uno de estos conceptos es el de “trato justo y equitativo” que debe prevalecer en la relación entre un estado y los inversionistas. El terreno doctrinal ha dado fruto a toda clase de interpretaciones las cuales han venido a llenar ciertos vacíos de cuando se trata de resolver controversias —a menudo espinosas— que se desprenden de la relación entre la inversión extranjera y los estados.⁹

Hay cierta uniformidad en lo que los tribunales arbitrales consideran los elementos constitutivos de lo que puede ser constituir un “trato justo y equitativo:”¹⁰ 1. Buena fe, 2. transparencia, 3. legalidad 4. debido proce-

⁹ Ver A.F.M. Maniruzzaman, “The pursuit of stability in international energy investment contracts. A critical appraisal to the emerging trends,” en *Journal of World Energy Law & Business*, vol. 1, No. 2, 2008, pp. 147-150.

¹⁰ Maniruzzaman, *op. cit.*

so, 5. debido cuidado, 6. razonabilidad y proporcionalidad 7. expectativas legítimas, 8. no arbitrariedad, 9. estabilidad y predictibilidad del marco jurídico. El problema es que el señalamiento de estos elementos es únicamente el primer paso para interpretarlos. ¿Qué sentido debemos dar a la “buena fe”, “la transparencia,” “la legalidad,” etc, para poder determinar si hay trato justo y equitativo en determinada relación? El *corpus* de resoluciones de controversias es vasto y no será tratado en este ensayo. Por ahora, tan sólo se pretende comunicar que el universo de un contrato entre empresas y estados es muchas veces nebuloso puesto que se encuentra a las mercedes de la interpretación verbal. Sea como sea, en un buen número de casos recientes, los laudos arbitrales han reiterado que la estabilidad del régimen jurídico está estrechamente ligada con las obligaciones del estado de proveer un “trato justo y equitativo” a quienes invierten en su territorio. A continuación, se mencionan dos de los casos más citados por la doctrina internacional.¹¹

En *Sempra Internacional vs. Republica Argentina* el tribunal definió el trato justo y equitativo de la forma siguiente:¹²

“Lo que cuenta al final es que la estabilidad de la ley y la observancia de las obligaciones legales se garanticen (...) En otros laudos recientes el estándar del trato justo y equitativo está vinculado con la predictibilidad y consistencia del marco jurídico del estado anfitrión.”

En *Techmed*,¹³ por otra parte, el tribunal emitió el criterio siguiente:

[...] el inversionista extranjero espera que el gobierno anfitrión actúe de manera consistente, libre de ambigüedad y con total transparencia en su relación con el inversionista extranjero, de manera que de antemano dicho inversionista pueda conocer las leyes y reglas aplicables a su inversión, así como los objetivos de sus diferentes políticas y prácticas administrativas, para así poder planear sus inversiones y cumplir con estas regulaciones.

Las obligaciones derivadas de la relación estado-inversionistas no recargan la balanza únicamente del lado del estado. También existen criterios que definen, aunque sea vagamente, los deberes de buena conducción de negocios por parte de los inversionistas. El derecho de casos sobre la conducta de los inversionistas resume lo que sería una conducta diligente, de la forma siguiente:¹⁴

- La obligación de abstenerse de conductas objetables.
- La obligación de invertir con conocimientos del riesgo
- La obligación de conducir sus negocios de forma razonable

¹¹ Si bien los casos son citados en un número de fuentes, se recogen tal como están descritos en Maniruzzaman, p. 149.

¹² *Ibid.*

¹³ *Ibid.*

¹⁴ Maniruzzaman, p. 150.

Todo esto se puede resumir en la frase “*Caveat Investor.*” Esto quiere decir que el inversionista *debe de tomar ciertas precauciones* para poder, si es que fuera necesario, alegar a su favor el derecho a un trato justo y equitativo en el estado que visita. Por tanto, el concepto de trato justo y equitativo por parte del estado va acompañado *de un mínimo estándar internacional de diligencia por parte del inversionista.*¹⁵ Pero, de nuevo, es visible que las “obligaciones” arriba expuestas están sujetas a la interpretación de los juzgadores, árbitros y doctrinarios. ¿Qué es una conducta objetable en los negocios? El contenido de esta frase puede variar —hasta considerablemente— de contexto en contexto, de país en país. En cuanto a la abstención de conductas objetables, lo que en un país podría considerarse un gesto de “simpatía” o “gratitud” hacia un funcionario público, en otro podría ser interpretado como un acto de corrupción. De igual forma, “la inversión con conocimientos de riesgo” y “la conducción de los negocios de forma razonable” son frases sitiadas de un espectro amplio de interpretación.

6. LA ESTABILIDAD COMO “EXPECTATIVA LEGÍTIMA Y MÍNIMA” DEL INVERSIONISTA

El concepto de la “expectativa legítima” confluye con la noción del “trato justo y equitativo” y, por lo mismo, debe ser analizada a la luz de de este último y con atención. Diferentes laudos arbitrales han analizado la relación entre “trato justo y equitativo” y “expectativa legítima” de diferentes formas. La opinión general apunta hacia que hay toda una cadena de valoraciones subjetivas al tratar de formar el vínculo entre “expectativa legítima” y “trato justo y equitativo.” Un acercamiento tal vez más acertado, y más práctico, podría consistir en determinar, al menos en lo general, qué expectativas *no son realistas sobre el grado de estabilidad de una inversión*, tal como lo ilustran algunos laudos y resoluciones de la arena internacional.¹⁶

En el laudo de *Compaignet v Republica de Lituania* se observó lo siguiente:

La expectativa es legítima cuando el inversionista recibió una promesa explícita o una garantía del gobierno anfitrión; o implícitamente si el gobierno anfitrión dio seguridades o hizo declaraciones que llevaron al inversionista a tomar determinadas decisiones. En los casos en los que el gobierno anfitrión *no hizo promesas ni hizo declaraciones*, habrá que ponderar si las expectativas

¹⁵ *Ibid.*

¹⁶ *Ibid.*

del inversionista en realidad eran legítimas. Para determinar la legitimidad de la expectativa del inversionista es necesario analizar la conducta del estado al momento de la inversión.¹⁷

Interesantemente, algunas resoluciones disponen que debe haber proporcionalidad entre las expectativas del inversionista y las obligaciones adquiridas por los estados a la luz de estas expectativas. Por ejemplo, en *Saluka vs. República Checa* el tribunal se manifestó en contra de que las expectativas “realistas de un inversionista” puedan imponer a los estados obligaciones inapropiadas y poco realistas.¹⁸ Esto es, debe haber relación entre el deber de cuidado de un inversionista y el nacimiento de obligaciones por parte del estado para satisfacer estas expectativas. La cuestión compleja aquí será determinar hasta qué punto incluso el máximo deber de cuidado de un inversionista vincula al estado frente a él. Esta cuestión es sin duda muy compleja y, por la misma razón, ha sido resuelta a través de criterios distintos.

Como el concepto de expectativas legítimas es elástico, éste debe ser visto a la luz de algunos estándares internacionales que han evolucionado a lo largo de la vida de los proyectos y de las controversias que han originado. En su evaluación previa de la inversión, el inversionista debe acopiar toda la información debida sobre las leyes, reglamentos, normas, otros instrumentos y prácticas del estado anfitrión,¹⁹ ponderando cuidadosamente cualquier promesa a la luz de ellos. Si el inversionista no reúne información suficiente de hecho y de derecho para dirigir debidamente su toma de decisiones, entonces no es posible decir que su expectativa era efectivamente legítima.²⁰ En estos casos, las expectativas de un inversionista pueden estar distorsionadas lo cual le impide trazar rutas de negocios estratégicamente sólidas. Si el inversionista toma decisiones sobre las rodillas, sin haber hecho la investigación necesaria sobre el derecho y el entorno fáctico del lugar de la inversión, es probable que las expectativas ilegítimas del inversionista se transformen en desilusiones crudas.²¹

7. ACUERDOS SOSTENIDOS: LAS LLAMADAS “CLÁUSULAS DE ESTABILIZACIÓN”

Las cláusulas de estabilización se definen como “el lenguaje contractual que congela el clausulado de un determinado sistema normativo na-

¹⁷ *Ibid.*, p. 151.

¹⁸ *Ibid.*

¹⁹ *Ibid.*, p. 150.

²⁰ P. 152.

²¹ Pp. 152 y 153.

cional, elegido como el derecho aplicable al contrato para prevenir que le sean aplicados al contrato cualesquiera alteraciones a este sistema normativo.”

Los orígenes de la estabilización contractual, mediante la inserción de cláusulas, datan del periodo entre la primera y la segunda guerras mundiales. En este periodo, las empresas norteamericanas comenzaron a incluir estos acuerdos en sus títulos de concesión debido a varios actos de expropiación por parte de los gobiernos latinoamericanos.²² En un entorno político-jurídico altamente volátil se buscaba la inserción de garantías acordadas con sus respectivas obligaciones de indemnización.

Desde mediados del siglo 20 hasta los años 70, el fin principal de las cláusulas de estabilización fue la defensa contra los actos de expropiación. Con efectos más bien limitados, dichas cláusulas jamás consiguieron el efecto de anular o invalidar los actos expropiatorios pero llegaron a hacer efectivo el derecho a la indemnización del operador. En cuanto a la formulación de técnicas contractuales para proteger la inversión, los años 70 fueron decisivos habida cuenta de las arduas renegociaciones contractuales llevadas a cabo durante esta época, especialmente en América Latina y en el Medio Oriente.²³

Este primer periodo terminó al principio de los años ochenta, después de intensas controversias entre estados y las EPI y de las revisiones violentas de sus contratos petroleros. Esta segunda etapa abre un tiempo de reflexión caracterizado por el análisis de los acuerdos de estabilización a la luz de la responsabilidad del estado frente a las empresas y de la protección de la propiedad/inversión extranjera en tiempos de agitación nacionalista.²⁴ Por ventura para la industria, el desenlace de este diálogo entre las EPI y los estados fue un mayor entendimiento de las necesidades, objetivos e intereses tanto de las empresas como de los estados.²⁵

De este periodo de tensiones y negociaciones entre estados y EPI se derivaron, a grandes rasgos, dos patrones: o bien los estados se rehusaron categóricamente a incluir dispositivos de estabilización dentro de sus

²² AIPN, p. 16.

²³ La cláusula de estabilización “clásica” se origina en Libia. La cláusula determinaba que el gobierno “tenía que tomar todas las medidas necesarias para que la empresa goce de todos los derechos otorgados por la concesión. Por otra parte, la concesión tenía que ser interpretada de conformidad con las leyes y demás normatividad vigentes al momento de ser celebrado y cualquier modificación únicamente podría ser llevada a cabo con el consentimiento del inversionista, so pena de incumplimiento del contrato. También, se establecía que todo acto expropiatorio sería una violación al título de la concesión. Ver Peter Cameron, *op. cit.*, p. 15.

²⁴ *Ibid.*, p. 16.

²⁵ *Ibid.*

contratos; o, por el contrario, fueron singularmente “generosos” en el otorgamiento de cláusulas de estabilización contractual.²⁶

Por el lado de los inflexibles a la estabilización, un número significativo de países exportadores decidieron no proporcionar ninguna garantía de estabilidad contractual. Países con reservas importantes como Arabia Saudita, Nigeria e Indonesia decidieron que era innecesario proveer garantías y/o compromisos respecto de la estabilidad contractual. Por otra parte, muchos países miembros de la OCDE proporcionan un régimen contractual estático e inflexible (como Noruega, Reino Unido, Estados Unidos y Australia). En estos casos, el contenido de los contratos se ve escasamente afectado por las negociaciones entre las empresas y los gobiernos, toda vez que los términos están estandarizados desde hace décadas.²⁷ Por otra parte, es importante mencionar que se trata de países políticamente y socialmente estables, con un potencial mínimo de riesgo político-jurídico.

Por el contrario, un grupo importante de países, ansioso de atraer inversión extranjera, ofreció incorporar acuerdos de estabilización los cuales siguen ofreciendo hasta la fecha. Sin embargo, estos acuerdos no son los acuerdos clásicos de “congelamiento contractual” sino que permiten algún tipo de renegociación del contrato, o ajuste económico, de suceder algún evento que cause un desequilibrio económico en el contrato. Se trata de países africanos, latinoamericanos, incluyendo a Bolivia, Ecuador y Perú.²⁸

Es de mencionarse que la nueva generación de contratos petroleros es mucho más compleja que las viejas concesiones que contenían cláusulas de estabilización o cláusulas “anti-expropiación.” También cabe mencionar que una de las razones principales por las que los contratos se han vuelto complejos es precisamente por la inserción de acuerdos que puedan responder ante circunstancias cambiantes o impredecibles. La manera en que un contrato ha sido negociado y redactado determinará qué tan adaptable es en la práctica. El historial de controversias de cada contrato, o la falta de controversias en torno a éste, es el mejor indicador para determinar qué tan exitosas han sido las cláusulas de estabilización en cada contrato en particular.

7.1. Tipos de estabilización

7.1.1. El acercamiento clásico a la estabilización de la relación contractual

Este acercamiento pretende blindar el contrato contra posibles acciones legislativas o administrativas que puedan afectar o anular el contrato.

²⁶ *Ibid.*

²⁷ *Ibid.*

²⁸ *Ibid.*, p. 17.

Conforme a esta técnica, se suele emitir el contrato como una ley especial,²⁹ lo cual da jerarquía de ley a los contenidos contractuales, con una base más robusta que la que podrían tener las normas jurídicas individualizadas (cláusulas) en un contrato. En Azerbaiyán y en algunos países del medio oriente, como Egipto y Siria, se sigue esta práctica. La ventaja de este método estriba en que se precisa de todo un proceso legislativo para modificar los términos legislados de estos contratos para dejarlos sin efectos.³⁰ La desventaja podría consistir en que, si se pretende cambiar el contrato, habrá también que cambiar la ley lo cual requiere de un todo un proceso legislativo, lo cual suele requerir negociaciones y consensos políticos que pueden ser arduos, especialmente en países con escasa cultura política y problemas de ingobernabilidad.

El propósito de este congelamiento legal es crear un “status enclave” para el contrato para el cual se crea una suerte de “intangibilidad legal.” Estos modelos de estabilización dimanan del derecho internacional privado el cual es percibido por los inversionistas extranjeros como una base más segura que los derechos locales de algunos países. También, entre los inversionistas existe la percepción de que los árbitros internacionales considerarán que esta cláusula no pertenece únicamente al derecho internacional³¹ sino que también se encuentra integrada al derecho nacional, por vía de los principios generales del derecho o *lex mercatoria*, los cuales protegen el contrato de los cambios del derecho nacional que en su caso se pretendan aplicar con posterioridad a su celebración. La fusión equilibrada del derecho internacional con el derecho nacional puede brindar al contrato la estabilidad deseada.

La técnica de legislar la estabilidad contractual resulta especialmente confortante para las EPI interesadas en participar en países donde existe la posibilidad sustancial de que un gobierno elegido con posterioridad a la celebración del contrato desconozca o pretenda desconocer lo pactado por su antecesor.³² Sin que sea un método infalible, es más difícil que un gobierno desconozca sus compromisos de estabilidad contractual si la cláusula contractual tiene rango de ley. Algunos países, como Chile, tienen una ley petrolera que establece un régimen legal para sus contratos, con las ventajas, excepciones, y los beneficios fiscales aplicables a éstos y que no variarán durante su vigencia.³³

²⁹ Cameron, p. 17.

³⁰ *Ibid.*, p. 39.

³¹ *Ibid.*

³² Esto se debe a los riesgos políticos en ciertos países, como Azerbaiyán, que precisaban proteger sus acuerdos y sus inversiones por la vía legislativa.

³³ *Ibid.*

Por supuesto, y a menos de que se trate de un marco jurídico pétreo, las normas legislativas pueden cambiar con el paso del tiempo y, por la misma razón, es posible que provean una protección limitada. Un régimen político agresivo que suplanta a otro puede tomar acciones legislativas que desmantelen el régimen legal-contractual existente.

Además, si se valora el valor propiamente económico de la protección legal de los contratos, los tribunales arbitrales condenan a los estados al pago de daños y perjuicios, trátase de cambios imprevistos en los contratos o en la ley. Así, en la realidad, es dudoso que la validez de una cláusula de estabilización esté mejor protegida si tiene rango de ley. Además, muchas veces los tribunales arbitrales toman en cuenta el hecho de que la EPI haya llevado a cabo una auditoria legal satisfactoria para determinar si las cláusulas en los contratos o en la ley eran viables. De no ser así, ante los ojos de los árbitros, no se justifica la confianza depositada por la empresa en las cláusulas, sea cual fuere su origen.³⁴

Además de la “legalización contractual” arriba mencionada, existe otra técnica consistente en incorporar una cláusula en la que se asiente que toda ley posterior a la celebración del contrato, que sea inconsistente con sus términos, será inaplicable al mismo. Este congelamiento podrá aplicarse también a cualquier acto administrativo que sea inconsistente con el contrato.³⁵

Por su ineficacia práctica, el acercamiento clásico a la estabilización contractual ha caído gradualmente en desuso, sin desaparecer totalmente. Irónicamente, los países que más vehementemente han ofrecido “congelar” su esfera legal para traer inversión extranjera son los más vulnerables a sufrir cambios radicales que alteren sus vínculos jurídicos con ella. Por esta razón, cualquier EPI debidamente aleccionada sobre la conducta de los estados que buscan ávidamente la inversión debe poder leer “entre líneas” cuando se tope con compromisos tajantes de congelamiento legislativo puesto que es altamente probable que sean inviables.

7.1.2. Cláusulas de estabilización económica o cláusulas de reestablecimiento del equilibrio contractual

Estas se encuentran por lo general en contratos de Producción Compartida (CPC) para resolver los desequilibrios que se puedan originar de los actos unilaterales del estado, ya sean legislativos o administrativos,

³⁴ *Ibid.*

³⁵ Del derecho internacional se toma lo siguiente: 1. los principios generales de derecho comunes a las naciones civilizadas 2. El derecho de un tercer país que haya desarrollado una solución o previsión para la materia de que se trate. A menudo, la referencia a la buena fe debe ser interpretada como prueba de que las partes se someten mediante el contrato a los principios generales de derecho. Véase, Cameron, *ibid.*, p. 17.

realizados en el ejercicio del *ius imperii* del estado, en momento posterior a la celebración del contrato.³⁶ La diferencia medular respecto de la estabilización clásica es que las cláusulas de estabilización económica no pretenden limitar las potestades de un estado de modificar su régimen jurídico, sino que obligan al mismo estado a restaurar el equilibrio contractual afectado por el ejercicio de estas potestades. Al contrario de las estabilizaciones clásicas, estas cláusulas sí reconocen los actos del estado en ejercicio de su soberanía pero pretenden reestablecer el equilibrio económico entre las partes dañado por los actos del estado. En los contratos, dichas cláusulas a menudo se encuentran acompañadas por cláusulas clásicas de estabilización. Esta combinación de cláusulas tiene como objeto el trato equitativo de las partes respecto del equilibrio económico del contrato.³⁷

Es importante subrayar que en pocos casos los supuestos que ameritan la restitución del equilibrio económico del contrato se encuentran explícitamente establecidos en el contrato. Se incluye, por tanto, un lenguaje general que llevará a interpretaciones que en diferentes contextos pueden llegar a ser conflictivas.

A pesar de la importancia creciente que han ido tomando estas cláusulas en los contratos, no existe aún un *corpus* interpretativo que precise bajo qué supuestos éstas deben entrar en vigor así como de sus efectos y alcances. Por una parte, es recomendable acotar los supuestos que podrían disparar la necesidad de renegociar el equilibrio económico de los contratos, pero un catálogo de supuestos específicos también puede limitar en demasía este tipo de cláusulas. Otra cuestión delicada e importante son los motivos que pueden llevar a un estado a actuar unilateralmente, con la consecuente alteración de la relación contractual. Sin que haya conclusiones tajantes al respecto, ni en la teoría, ni en la práctica, es previsible que, si la alteración del contrato se debió a obligaciones ineludibles del estado de atender el interés general, éste mismo alegue en su favor esta circunstancia y al menos pretenda limitar su obligación de renegociar el contrato. Por esta razón, como previsión a este tipo de circunstancias, en los contratos suelen pactarse supuestos bajo los cuales el gobierno podrá negar a la EPI la negociación hacia la restauración del equilibrio contractual. Por ejemplo, es común que el estado niegue esta posibilidad cuando al surgir la causa que pudiera suscitar la renegociación, la EPI esté en falta de sus obligaciones. Esto es, si con anterioridad o durante el acto o actos del estado que dan origen a la renegociación del contrato, la empresa no se encuentra al corriente de sus obligaciones, es previsible que el estado se niegue a renegociarlo, aun cuando los cambios

³⁶ *Ibid.*, p. 31.

³⁷ *Ibid.*

unilateralmente impuestos por el mismo desequilibren la relación contractual en perjuicio de la EPI. También, suele pactarse que no habrá renegociación, o que ésta será limitada, cuando los cambios obedezcan a la necesidad del estado de proteger el medio ambiente, la salud o la seguridad nacional.³⁸ Como es de suponerse, ante la negativa del estado de renegociar el contrato, cada parte buscará razones para defender sus intereses. Una EPI podrá alegar que los cambios impuestos por el estado no son indispensables para proveer al interés general, por lo que la limitación o negación a la renegociación del contrato no está debidamente justificada. Por el contrario, debido al amplio margen de interpretación de lo que podría constituir efectivamente una “causa de interés general,” el estado siempre podrá argumentar que no corresponde a la EPI decidir lo que debe considerarse causa justificada para llevar a cabo los cambios normativos en cuestión.

8. APLICACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LAS CLÁUSULAS DE ESTABILIZACIÓN. LA ELECCIÓN DEL DERECHO APLICABLE

La elección del derecho aplicable al contrato es esencial para analizar la validez y la eficacia de una cláusula de estabilización. La interpretación de una cláusula de estabilización puede partir de argumentos de derecho internacional público y privado, derecho local y *lex mercatoria* internacional. Los temas circundantes a estas cuestiones son de los más complejos en el derecho comercial internacional.³⁹

Tradicionalmente, la mayoría de los contratos-concesión se consideraban regidos por el derecho local de la nación otorgante. Sin embargo, más recientemente, se ha llegado a considerar que un contrato se ha “internacionalizado” cuando contiene una cláusula de estabilización, por lo que no se encuentra sujeto, al menos exclusivamente, a la ley del país contratante.⁴⁰ Lógicamente, en el contexto de las controversias causadas por las acciones unilaterales de los estados contratantes, éstos suelen argumentar que únicamente el derecho local le es aplicable al contrato, aun cuando las acciones del gobierno lo contravengan. De ahí que, si la cláusula de estabilización es interpretada a la luz del derecho nacional, y existen limitaciones en el derecho nacional para celebrar cláusulas de estabilización, dicha cláusula podrá ser nula.

³⁸ *Ibid.*, p. 72.

³⁹ *Ibid.*

⁴⁰ *Ibid.*

Salvo en los países claramente “cerrados,” la regla consistente en que el derecho local gobierne los contratos entre empresas y estados ha ido perdiendo cada vez más terreno. En la mayoría de los contratos entre EPIS y estados, el derecho local será aplicable cuando exista cláusula expresa que así lo disponga. Los países desarrollados —cuyas empresas suelen ser privadas y partes en los contratos— han partido la brecha para que el derecho internacional sea el que rija principalmente sobre tales compromisos. Sin embargo, es de mencionarse que el derecho internacional no es por sí aplicable a un contrato o a una concesión. Para ello, las partes deben “internacionalizar” los contratos mediante la inserción de acuerdos que permiten la aplicación de estándares y normas internacionales de la industria. La autonomía de la voluntad de las partes lleva a la internacionalización del contrato.

9. CLÁUSULAS DE ESTABILIDAD VS. EXPROPIACIÓN

Dentro de las contorsiones delineadas por las políticas nacionalistas, en los años setenta y ochenta, hubo un número de controversias que fueron arrojando luz sobre diversos temas en torno al efecto de las cláusulas de estabilización ante situaciones de expropiación. Aunque los precedentes ofrecen información interesante, aun la lectura ordenada de los mismos no señala una senda inequívoca para quienes buscan respuesta sobre los enigmas de la estabilidad contractual ante situaciones de expropiación.⁴¹

Los casos más citados son los siguientes:

En el laudo de *Texaco Overseas Petroleum et al vs. República Árabe de Libia*,⁴² el árbitro único sostuvo que la cláusulas de estabilización impiden a un estado llevar a cabo acciones unilaterales, incluso en ejercicio de su poder soberano, que puedan afectar un contrato, “*con la salvedad de actos del estado ejercidos en buena fe.*”⁴³ La última parte de esta frase es inquietante puesto que, según lo dispuesto por el árbitro, los actos de buena fe quedan fuera de los alcances de las cláusulas de estabilización y, por tanto, habrá que dar contenido a esta calificación de la conducta del estado. ¿Qué acciones de *buena fe* quedan fuera de la estabilidad contractual? ¿Qué sentido dar a *buena fe* que justifique un cambio contractual,

⁴¹ *Ibid.*, p. 140.

⁴² Ver Maniruzamman, *op. cit.*, p. 140. Véase también TEXACO OVERSEAS PETROLEUM ET AL. v. LIBYAN ARAB REPUBLIC. International Arbitral Award, Jan. 19, 1977, 17 I.L.M. 1 (1978) en <http://lic.law.ufl.edu/~hernandez/IntlLaw/texaco.htm>

⁴³ Ver COTULA, Lorenzo, “Regulatory takings, stabilization clauses and sustainable development”, ensayo para el foro global de la OCDE sobre inversión internacional.

causado por el estado, en el curso de su ejecución? En el mismo sentido se pronuncian las resoluciones que se mencionan a continuación.

En el laudo de *Liamco vs. el Gobierno de la República Árabe de Libia*,⁴⁴ el tribunal sostuvo que las cláusulas de estabilización son garantía contra actos arbitrarios de un estado, sin que por ello se deba entender que dichas cláusulas son una limitación a sus *poderes legítimos*. Así, la nacionalización *que no sea discriminatoria* y que sea acompañada de una *justa compensación* no es una violación de mala fe a la cláusulas de estabilización, sino más bien una fuente de responsabilidad que obliga al estado a compensar al inversionista.⁴⁵

En *AGIP vs. Madagascar* la parte actora no impugnó el derecho del estado a expropiar, toda vez que se trata de un derecho inalienable de los estados. Sin embargo, aun en los casos de nacionalización de buena fe los estados tienen obligación de compensar. Por tanto, las cláusulas de estabilización no son garantía de congelamiento de las condiciones para las expropiaciones en apego a derecho y de buena fe. Su efecto es imponer a los estados la obligación de compensar en caso de un incumplimiento.⁴⁶

Las resoluciones arriba mencionadas sientan alguna pauta para determinar el alcance de las cláusulas de estabilización frente a las acciones del estado. Como se puede apreciar de estas resoluciones, si los actos del estado son de buena fe, entonces en todo caso darán un derecho a una compensación económica más que a la preservación del contrato o la concesión en sus términos originales. Ciertamente, estas resoluciones emitidas durante una etapa en la que los estados tomaban control sobre la explotación de sus recursos naturales apoyan la conclusión de que el congelamiento de los acuerdos es una apuesta vulnerable frente al reconocimiento internacional de los estados a actuar unilateralmente, bajo determinadas circunstancias y de buena fe.

9.1. Estabilidad contractual vs. “expropiación indirecta”

A la luz de lo arriba expuesto, cabe poca duda de que el estado tiene poderes singulares para proveer para el bien público y que estos poderes son inalienables, con cláusulas y sin ellas. En particular, en lo tocante a la exploración y explotación de los recursos naturales, estos poderes se fincan sobre el principio de soberanía permanente del estado sobre sus recursos naturales.⁴⁷ Existe consenso en el sentido de que ni las cláusulas

⁴⁴ Maniruzamman, *ibid.*

⁴⁵ *Ibid.*, p. 141.

⁴⁶ *Ibid.*, p. 140.

⁴⁷ P. 141.

de estabilización, ni ninguna otra cláusula, puede impedirle al estado ejercer sus poderes en nombre del interés público.⁴⁸ Problema distinto es distinguir un acto compensable del que no lo es. Algunos criterios, como el del *American Law Institute Restatement (Third) of the Foreign Relations Law of the United States*, disponen lo siguiente:

Un estado no será responsable de la pérdida de propiedad o de cualquier otra desventaja económica que resulte por medidas fiscales generalizadas de buena fe, regulación, combate al delito, o de cualquier otra acción que pueda ser comúnmente aceptada como parte de las funciones del estado policía, siempre y cuando no sea discriminatoria.⁴⁹

El artículo 20 del Convenio de Inversión 2007 del Mercado Común del Este y Sur de África (COMESA), se expresa en términos semejantes:

En congruencia con el derecho del estado de regular, y con los principios del derecho internacional consuetudinario que conciernen a los poderes del estado policía, las medidas regulatorias de buena fe llevadas a cabo por los Estados Miembros, que han sido diseñadas y aplicadas para realizar los objetivos del bienestar general como la salud pública, la seguridad y el medio ambiente, no serán consideradas expropiaciones indirectas, de conformidad con este artículo.⁵⁰

El tribunal de Saluka señaló que “es un principio de derecho internacional consuetudinario el que, cuando el daño económico dimane de un acto de regulación de buena fe, tal daño no será compensable.”⁵¹

Más aún, en caso de que existan cláusulas estabilizadoras, se aplicará el criterio siguiente:

[...] como materia de derecho internacional general, una regulación no discriminatoria para un propósito público, que se emita de conformidad con el debido proceso, que afecte a un inversionista extranjero, no se considerará ni expropiatoria ni compensable a menos de que hayan pacto expreso entre el inversionista y el estado de que el estado se limitará de emitir tal regulación.⁵²

En suma, al contrario de lo que sucede con las expropiaciones, en este caso la regulación *bona fide* no da lugar a indemnizaciones. La determinación de que los actos del estado sean de buena fe puede resultar en el adelgazamiento, hasta la desaparición, de las cláusulas de estabilización de los contratos. Las cláusulas de estabilización, entonces, si bien no

⁴⁸ P. 142.

⁴⁹ P. 143. La traducción es nuestra.

⁵⁰ P. 144.

⁵¹ P. 147.

⁵² P. 146.

garantizan la intangibilidad de un contrato, pueden en todo caso servir de salvaguardias de la buena fe y de las buenas prácticas de gobierno de un estado.

Sin embargo, hay una gran variedad de criterios, a veces discordante, para determinar qué es la regulación *bona fide*. Un criterio útil es la evaluación de la idoneidad de las medidas de regulación para los propósitos señalados por el estado. Pero, en todo caso, sigue cabiendo la duda sobre quién puede y debe ser el juez de la conducta del estado regulador; ¿pueden o deben los jueces mercantiles o árbitros que dirimen las controversias contractuales entre EPIs y estados juzgar la idoneidad de determinadas políticas públicas? Esta cuestión no es fácil de resolver si se considera que lo que entra en juego es, por una parte, los derechos de los inversionistas —los cuales deben ser protegidos— pero también las potestades inmanentes de los estados. Si bien es cierto que un país no podrá desarrollarse sin inversión; también lo es que no podrá desarrollarse sin la aplicación de medidas que, en algunos casos, puedan afectarla.

En *Parkerings vs. Lituania* el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI) también resolvió en términos semejantes que:⁵³

Es el derecho inalienable y privilegio del estado el ejercer sus poderes legislativos. El estado tienen derecho a promulgar, modificar o cancelar una ley a su entera discreción, *salvo que existan acuerdos expresos en forma de cláusulas de estabilización o de otro tipo semejante*. No hay nada objetable en un cambio de regulación existente al momento en que fue hecha tal inversión. Lo que se prohíbe es que el estado actúe de manera *injusta, no razonable o inequitativa* al momento de ejercer sus facultades legislativas.

De lo anterior se deriva que un simple cambio de regulación no equivale a un acto de expropiación indirecta. Pero se desprende también que, aun cuando las acciones de los estados no sean consideradas expropiaciones indirectas, las cláusulas de estabilización pueden hacer que estos actos sean compensables. La cuestión sobre la existencia del “trato justo y equitativo” en la relación estados-empresas puede ser determinante para la determinación de la compensación a que en un momento dado podría tener derecho la EPI ante un acto del estado. Si como dice la resolución citada en el párrafo inmediato anterior, el acto de regulación es impuesto de forma inequitativa o irrazonable, entonces el derecho de las EPIs afectadas a ser indemnizadas, o incluso de exigir que tal medida no les sea aplicable, es más exigible.

⁵³ *Ibid.*

10. ¿INVERSIÓN Y/O DESARROLLO? ¿FALSO DILEMA O DIFERENCIA IRRECONCILIABLE?

La imagen del país aislado de los movimientos del comercio internacional se ha vuelto cada vez más utópica. En la medida en que el comercio se vuelve más libre, mayores son las presiones sobre los países en desarrollo para poder sortear los retos de un mundo cada vez más competitivo. De esta suerte, es mucho mayor la presión sobre los países en desarrollo de atraer inversión y de brindar las mejores condiciones de seguridad jurídica para la misma. Al mismo tiempo, sin embargo, estos países se encuentran bajo la lupa en su propio ámbito nacional —pero también en el internacional— en cuanto a su capacidad de enfrentar retos sustanciales como el combate a la pobreza, la defensa de los derechos humanos y la creación y aplicación de políticas de desarrollo sostenible, con todo lo que ellas implican.

Competitividad en la inversión contra desarrollo sostenible. ¿Es éste el dilema de los estados? Si el comercio aprieta el paso de la maquinaria estatal, también lo hace el creciente volumen de tratados y normatividad ambiental a nivel internacional que resultó del ímpetu de las grandes conferencias internacionales sobre la materia.⁵⁴ Ante esta producción de normas e otros instrumentos de protección ambiental, la Corte Internacional de Justicia y otros organismos de resolución de controversias, han comenzado a tomar en cuenta las cuestiones de sostenibilidad ambiental con mucha más seriedad.⁵⁵ Así, las actividades que antes estaban sujetas a un marco normativo permisivo, o inexistente, ahora se reglan por estándares mucho más estrictos. Además, un punto importante es que el derecho ambiental internacional hoy día ha incrementado el contenido de normas de prevención y minimización del daño ambiental más que ordenar la compensación por los daños ya causados. El número de normas internacionales que ordenan los estudios de impacto ambiental ha crecido considerablemente.⁵⁶ De igual forma, los estándares sociales a nivel internacional se han ido elevando considerablemente en lo que concierne a los derechos humanos y al derecho laboral.⁵⁷

Además de la creación de estándares protectores de derechos humanos y sociales, las últimas décadas también han visto el fortalecimiento de las instituciones internacionales encargadas de la protección de los

⁵⁴ Ver COTULA, Lorenzo, “Regulatory Takings, Stabilization Clauses and Sustainable Development” Ensayo presentado en el VII Foro de Inversión Mundial de la OCDE. 27-28 de marzo de 2008, p. 50. <http://www.oecd.org/dataoecd/45/8/40311122.pdf>

⁵⁵ Cotula, *op. cit.*, p. 10.

⁵⁶ *Ibid.*

⁵⁷ *Ibid.*

mismos, con un número creciente de países que se unen a las convenciones de derechos humanos.⁵⁸ La constante cristalización del derecho consuetudinario internacional y la vinculación de los estados con el imperio de los tratados internacionales en materia de derechos humanos han obligado a muchos países en desarrollo a llevar a cabo reformas legales profundas en áreas en las que los derechos humanos y sociales hasta hace poco habían presentado un descuido singular.

En los países en desarrollo, es común que la industria petrolera sea un área normativamente desierta cuando se trata de cuidar la vida, la salud, la seguridad y el medio ambiente. Paradójicamente, ésta es una de las industrias con mayor potencial de daño a las mismas. Más aún, lamentable y paradójicamente, es esta misma laxitud la que, en algunos casos, ha atraído la inversión. Para algunas empresas, las normas laxas en materia ambiental, de seguridad, salud y medio ambiente han conformado auténticos paraísos de ahorro; otras empresas, sin embargo, acostumbradas a los rigores jurídicos en esta materia de otros países, ya han hecho suyos estos estándares y los aplican automáticamente por iniciativa y políticas propias.

Pero no se trata de satanizar a las EPIs sino de entender sus incentivos. Del lado de la inversión, el riesgo es el siguiente: una vez realizada una inversión de capital, intensiva y a largo plazo, el inversionista es literalmente un “rehén” del estado receptor de tal inversión.⁵⁹ Así como los estados son vulnerables a las grandes presiones de sus compromisos de desarrollo, los inversionistas dependen de los flujos proyectados de las inversiones hechas en países en los que están sujetos a las consecuencias de los actos de los gobiernos, desde cambios en el marco normativo hasta la expropiación total de sus activos. Así, pues, es dable que, por laudables que sean los fines de un estado al mejorar su marco normativo en áreas que conciernen a los derechos humanos y sociales, las EPI se muestren reacias a vulnerar su inversión a estos cambios. Por esta razón, es dable que una EPI, para evitar que su inversión sea “rehén” de estos cambios normativos, busque, o incluso condicione, su entrada a cierto país a la inclusión de cláusulas de estabilización que le brinden un estatuto de exclusión de la aplicación de estas nuevas reglas.

Del lado de los estados, la cuestión en comento presenta las aristas siguientes. La eficacia de la nueva legislación dirigida a elevar los estándares ambientales y sociales, incluyendo la ratificación de tratados internacionales, podría verse congelada en determinados contratos de existir en

⁵⁸ *Ibid.*

⁵⁹ Cotula, p. 2.

ellos cláusulas de estabilización.⁶⁰ Si en un caso como éste, un estado pretendiera aplicar el nuevo marco normativo a contratos en ejecución, éste tendría que, o bien renegociar el equilibrio contractual o compensar a los inversionistas por el impacto económico del nuevo marco normativo. En el caso de los países más pobres, el impacto patrimonial derivada de la mejora en la protección a los derechos humanos y sociales podría ser un desincentivo sustancial para adoptar nuevas reglas para la generalidad de los proyectos. O tal vez, podría resultar en que la nueva legislación se aplicara a ciertos proyectos mientras que otros, protegidos por cláusulas de estabilización, quedarían fuera de ella, Ello podría mermar considerablemente la eficacia de la nueva normatividad, además de causar distorsiones graves dentro de las políticas públicas del estado en cuestión al regir distintos sistemas de normas, para distintos proyectos, dentro de un mismo territorio.⁶¹

El que un estado aplique distintos regímenes legales a distintos proyectos puede causar distorsiones importantes en sus políticas de desarrollo, especialmente si se busca el desarrollo sostenible. Para grandes proyectos, de impacto ambiental considerable, si se pactan cláusulas de estabilización que congelen la legislación de protección al medio ambiente, se favorecerán políticas de compensación por los daños ambientales causados más que las medidas preventivas que mejor favorezcan que estos daños no sean causados.⁶² El dilema para el estado no es fácil pues, de aplicarse nuevas normas a proyectos ya en curso, es factible que los trabajos relacionados con estos proyectos tengan que detenerse hasta asegurar que el nuevo conjunto normativo sea implementado debidamente. Si, por otra parte, se opta por aplicar la nueva normatividad únicamente a proyectos futuros, entonces se incurrirá en los costos sociales y ambientales derivados de que los proyectos ya en curso operen por debajo de estándares internacionales, tal vez por décadas.⁶³ Esto es especialmente grave en el caso de países en desarrollo en los cuales los estándares sociales y ambientales por lo general ya son laxos de por sí. Además, el congelamiento de la legislación ambiental y social desprotege en especial a los países en desarrollo, no únicamente de los riesgos sociales y ambientales que ya se conocen, sino también de los riesgos ambientales y sociales aún desconocidos y para los que no se tiene aún protección normativa alguna.⁶⁴

⁶⁰ *Ibid.*, p. 3.

⁶¹ P. 12.

⁶² *Ibid.*

⁶³ *Ibid.*

⁶⁴ Cotula, p. 11.

11. DESARROLLO SOSTENIBLE Y ESTABILIDAD CONTRACTUAL: ¿HACIA LA CONCILIACIÓN?

Identificado el conflicto entre los compromisos de estabilidad contractual de los estados con las empresas y los compromisos de desarrollo sostenible de los estados frente a sus poblaciones, la literatura especializada ha señalado estas soluciones: 1. limitar el ámbito y alcance de las cláusulas de estabilización. Ello puede hacerse al obligar a las partes a sujetarse los estándares de derecho internacional que rijan en determinadas materias; y 2. aplicar un acercamiento “evolutivo” a todo el acuerdo contractual, incluyendo las cláusulas de estabilización. Estas opciones son complementarias y tienen como fin redefinir y alinear las pretensiones legales tanto del inversionista como del estado. También, sirven para ajustar el equilibrio de poder entre EPIs y estados en las negociaciones que se refieran a normas de contenido social y ambiental.⁶⁵ De hecho, así como pueden ampliar la capacidad del estado para aplicar nuevas reglas durante la ejecución de un contrato, también le permiten a la EPI desarrollar mejores medidas preventivas para enfrentar cambios normativos que potencialmente puedan afectar su inversión.

11.1. Primer Método: la limitación al alcance de una cláusula de estabilización

Esta opción consiste en limitar el alcance de una cláusula de estabilización exceptuando del congelamiento a aquellas normas que sean “socialmente deseables” a juicio del estado receptor de la inversión. Esta opción ha sido discutida refiriéndose específicamente a los derechos humanos pero también es aplicable a estándares de protección al medio ambiente.⁶⁶ Según este esquema, la cláusula de estabilización es válida y vinculante pero no podrá impedir que el estado tome las medidas que sean necesarias para la protección y mejora de los derechos humanos de su población, ni podrá impedirle tomar medidas progresivas en su marco normativo de protección al medio ambiente. En otras palabras, la protección de los derechos humanos y del medio ambiente queda por fuera del alcance del ámbito de “congelamiento” de una cláusula.

11.2. Segundo Método: la “remisión evolutiva”

Este acercamiento implica la adhesión del contrato al “cumplimiento e integración del derecho internacional,” según vayan evolucionando ciertos estándares del mismo. Este acercamiento no atañe tanto al alcance de

⁶⁵ *Ibid.*

⁶⁶ P. 13.

las cláusulas de estabilización (qué normas quedan fuera de las mismas), sino más bien versa sobre su contenido e interpretación (qué estándares deben integrarse a pesar de ellas). Se trata de privilegiar las cláusulas de estabilización que mejor permitan el ajuste del contrato al cumplimiento e integración de estándares internacionales al contrato.

Como ya se mencionó, la integración evolutiva de estándares internacionales a un contrato puede combinarse con el método de limitar el alcance de las cláusulas de estabilización. Esto es, además de excluir que ciertos estándares sociales y ambientales *vigentes* caigan dentro del congelamiento contractual, también se puede pactar que estos estándares se vayan aplicando evolutivamente y no únicamente conforme existan al momento de la celebración del contrato.⁶⁷

Este acercamiento tiene bondades pero también limitaciones. Por una parte, este acercamiento facilita la aplicación de estándares internacionales lo cual amplía las posibilidades de que el contrato sea interpretado en el sentido que mejor proteja los derechos humanos y sociales. En efecto, esta flexibilidad puede facilitar la evolución del contrato al paso y progreso de los estándares de la industria. Sin embargo, la debilidad de este acercamiento es la indeterminación de lo que podrían considerarse los estándares internacionales a los que se remite el contrato. ¿Cuál o cuáles en todo caso podrían ser los estándares aplicables a un contrato?⁶⁸ Así, pues, para algunos casos, el resultado de la vaguedad de los estándares ha resultado en que sean difícilmente exigibles y, por lo mismo, de ineficaz aplicación.

12. LA ESTABILIDAD CONTRACTUAL ENTRE PAÍSES: LOS GASODUCTOS TRANSFRONTERIZOS

La emergencia de los nuevos mercados regionales de energía y la preocupación creciente y generalizada por la seguridad en el abasto de los energéticos han llevado a los estados, y a las organizaciones de que son miembros, a pensar en sus marcos normativos más allá de los límites de cada país. Más aún, cuando los proyectos cruzan las fronteras, más razones existen para procurar la estabilidad contractual que garantice la rentabilidad de la inversión.

⁶⁷ El artículo 13 de la Convención de Camerún-COTCO para el establecimiento del gasoducto entre Chad y Camerún, requiere que COTCO realice la construcción, operación y mantenimiento de las obras, no solamente de conformidad con la legislación nacional establecida en el contrato, sino también con los estándares internacionales de la industria petrolera. Este tipo de acuerdos suelen incluirse en los contratos petroleros de inversión extranjera. Ver, Cameron, *op. cit.*, p. 73.

⁶⁸ *Ibid*, p. 74.

Los proyectos transnacionales, como los gasoductos transfronterizos, requieren de una muy sólida estabilidad contractual. Un proyecto que funciona de forma integral y que se encuentra segmentado entre países debe sujetarse a un marco normativo homogéneo y continuo. De lo contrario, la alteración en el marco normativo de un segmento “local” del proyecto transnacional podría desequilibrar la operación y la viabilidad financiera del proyecto entero. Por esta razón, existe una variedad importante de organizaciones intergubernamentales especializadas que se han dedicado al diseño de cláusulas-modelo aplicables al caso de negociaciones transnacionales. Si bien estas cláusulas no son vinculantes, muchas de ellas sirven hoy como directrices para el desarrollo de buenas prácticas internacionales.⁶⁹

En la praxis, se han llevado a cabo varios experimentos, con distintos grados de éxito, para armar el marco normativo-contractual de proyectos de gasoductos transnacionales. Estos experimentos han implicado la necesidad de diseñar los mecanismos de estabilización interregional. El gran reto se ha presentado cuando el proyecto en cuestión atraviesa diferentes países, como son los casos del gasoducto Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC) y el gasoducto de África Occidental. Los acuerdos jurídicos de estos proyectos regionales contienen acercamientos muy interesantes en lo que concierne a las cláusulas de estabilización.

12.1. El Gasoducto de África Occidental

La construcción de este gasoducto inició en 2005, con base en los acuerdos jurídicos que constituyen en su conjunto el Acuerdo Intergubernamental (AIG) El AIG contiene acuerdos de estabilización significativos. Estos acuerdos son inusuales, no únicamente porque involucran a cuatro estados (Benin, Ghana, Nigeria y Togo), sino porque cada país tuvo que implementar un régimen jurídico nuevo, armonizado⁷⁰ que abarcara la totalidad del proyecto transfronterizo. Los acuerdos, además de incluir un régimen económico global, contienen también un régimen de control regulatorio transnacional sobre la totalidad del gasoducto. Cada eslabón está pensado para garantizar la integridad de la cadena.

Una vez implementado el AIG, y obligado también el contratista a la construcción del sistema, los estados se obligan a responder ante el contratista por cualquier “Falla de Régimen” (esto es, cualquier falla del régimen aplicable) La cláusula 36.1 del AIG hace una definición limitativa de lo que ello puede significar:

⁶⁹ La AIPN es un buen ejemplo, como también lo son la OCDE y la CNUDMI (UNCITRAL?) La idea es formular un número de cláusulas modelo que reflejen estas prácticas. *Ibid.*, p. 42.

⁷⁰ *Ibid.*, p. 43.

- Decisión de un tribunal de que el AIG no tiene validez o es inaplicable.
- La promulgación de una ley que afecte la celebración por parte del estado de un acuerdo internacional, o similar, que entre en conflicto, merme, interfiera o afecte adversamente la capacidad del estado de llevar a cabo sus obligaciones de conformidad con el acuerdo.

En caso de Falla de Régimen, y de producirse efectos adversos sobre el proyecto, los estados se obligan a indemnizar al contratista, negociando de buena fe una solución que devuelva a la empresa y sus accionistas⁷¹ la situación económica en la que se encontraban al momento de la celebración del contrato.

El AIG del gasoducto de África Occidental es notable en que éste se sujeta a los principios del derecho internacional; en particular, a la Convención de Viena del Derecho de los Tratados de 1969. Las medidas de estabilización contenidas en el AIG se consideran de mayor jerarquía normativa que el contrato y es así como el contrato queda legalmente protegido de las acciones unilaterales de un estado en el que se encuentre un segmento del gasoducto.⁷² Cabe mencionar que, de cualquier forma, la obligatoriedad del AIG tiene alcances limitados, ya que los estados pueden expropiar la parte de la infraestructura ubicada dentro de sus territorios, con fundamento en el derecho internacional. Por otra parte, las constituciones locales de cada país del proyecto establecen el derecho del estado de expropiar dentro de sus territorios siempre y cuando se provea al contratista de una indemnización “pronta, adecuada y efectiva.”⁷³

12.2. El proyecto del gasoducto BTC

Con 78 partes involucradas, 208 documentos financieros y 17,000 firmas, el proyecto BTC es uno de los más complejos gasoductos transfronterizos. Los AER (Acuerdos de Estados Receptores) fueron firmados por los consorcios constructores del proyecto con sus respectivos gobiernos receptores (Azerbaiyán, Georgia y Turquía). Esto es, cada consorcio de contratistas firmó un AER con el estado en cuyo territorio fuera a desarrollar su parte de la infraestructura. Dichos AER contienen cláusulas que se asemejan en gran parte a las cláusulas de estabilización y de restauración del equilibrio contractual ya conocidas sin que sean idénticas. Las cláusulas interesantes del acuerdo Azerbaijano contienen la obligación a cargo de las partes de negociar y llegar a los acuerdos necesarios para restaurar el

⁷¹ P. 44.

⁷² *Ibid.*

⁷³ P. 47.

equilibrio económico del contrato, llevando a cabo todos los actos necesarios para resolver cualquier conflicto entre el AER y la Ley de Azerbaiyán. Asimismo, el artículo 9 del AER Azerbaijano contiene una regla muy específica en caso de incumplimiento y dispone que, en caso de que el estado incumpla mantener el equilibrio económico del contrato, ello será causal de que se pague una compensación económica al contratista. También, establece con detalle el tipo de compensaciones monetarias que se consideran apropiadas.⁷⁴

Un aspecto interesante del proyecto BTC es que sirve de ejemplo específico de la aplicación de la técnica de la limitación o exclusión de ciertos de derechos del alcance de las cláusulas de estabilización. En 2003, se celebró el Compromiso BTC en Materia de Derechos Humanos (el Compromiso), el cual obliga los contratistas del BTC a proseguir con la mejora en los derechos humanos y el medio ambiente, siempre y cuando dicha normatividad cumpla con determinadas especificaciones. Este Compromiso es un acuerdo vinculante de los contratistas del BTC y no puede ser alterado ni revocado, sin el consentimiento unánime de todos los consorcios parte del BTC.⁷⁵ Cabe mencionar que este Compromiso fue resultado de una intensa movilización de la sociedad civil en contra de los riesgos que pudiera comportar un marco normativo transnacional, más dirigido a la protección a la inversión y menos propenso a la evolución de los derechos humanos y sociales de la región.

13. CAMBIOS CONTRACTUALES A LA MEXICANA

Los lectores mexicanos de este ensayo —si los hubiere— que hayan llegado hasta aquí seguramente habrán pensado en que nada de lo anterior concierne a los inversionistas en territorio nacional puesto que el estado mexicano está constitucionalmente restringido de aplicar cambios a la normatividad mexicana aplicable a un contrato por el principio de no retroactividad de leyes que perjudiquen a una de las partes. Si de cambios contractuales se trata, aquí no hay nada de qué preocuparse puesto que el artículo 14 Constitucional actúa como una “super cláusula de estabilización” cuya violación abre los brazos de la justicia federal para que ampare al inversionista agraviado. Así las cosas, lo anteriormente expuesto en el ámbito internacional podría ser de muy escaso interés para los abogados mexicanos contentos con no explorar territorio que exceda su propia superficie nasal.

⁷⁴ Cameron, p. 46.

⁷⁵ Cotula, pp. 14-16.

Sin embargo, podría ser de interés preguntarse hasta qué punto el 14 Constitucional, como garantía individual que ampara al inversionista en México, podrá impedir que México avance en su de por si lenta marcha hacia el desarrollo sostenible. En los contratos a largo plazo ya celebrados no se podrían integrar unilateralmente los avances que México adoptara en su normatividad para la protección de los derechos humanos y sociales. Así, pues, es dable preguntarse si el aclamado principio de no retroactividad de la ley en México podría tener altos costos sociales, al ser aplicado en los contratos de su sector energético donde todavía resta mucho por hacer para optimizar la protección de la salud, la seguridad y del medio ambiente.

Por otra parte, en México, al contrario de otros países exportadores de petróleo, no ha privado un problema de inestabilidad contractual. Al contrario, como se demostró en la reforma energética más reciente, el problema de los contratos en México ha sido su rigidez normativa.⁷⁶ ¡Cuánto se peleó en la arena política el que los contratos de PEMEX salieran de su púdico corset de reglas rumbo a un comercio más libre!. Si bien hoy día los nuevos contratos están en proceso de elaboración, y no han sido expuestos a la prueba del apetito comercial de las EPI, los antecedentes y los debates en torno a los contratos de PEMEX demuestran que la volubilidad de sus contratos no era su punto de quiebra sino su rigidez. Ello se debe a que los contratos de PEMEX, además de estar congelados por el artículo 14 Constitucional, están hasta el momento sujetos a las leyes que norman los contratos de obras y servicios del resto de la administración pública federal. Los contratos “petroleros” mexicanos —que parecen haber sido redactados en el Monte Sinaí— están sujetos a la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, por una parte, y a la Ley de Obras Públicas, por otra. Una vez que se terminen de expedir las normas administrativas que sustentan las bases de estos nuevos contratos, entonces vendrán éstos últimos con una serie de cláusulas que, para el tema de este ensayo, llaman la atención. En los nuevos contratos de PEMEX existen incentivos para que los contratistas incorporen mejores prácticas técnicas a cambio de una compensación adicional a la contraprestación base del contrato.⁷⁷

Sólo se podrán incluir compensaciones adicionales cuando:

- a) El contratante obtenga economías por el menor tiempo de ejecución de las obras;
- b) El contratante se apropie o se beneficie de nuevas tecnologías proveídas por el contratista, o

⁷⁶ Artículo 60 de la nueva Ley de Petróleos Mexicanos, publicada en el *Diario Oficial de la Federación* el 28 de noviembre de 2008.

⁷⁷ *Ibid.*

c) Concurran otras circunstancias atribuibles al contratista que redunden en una mayor utilidad de Petróleos Mexicanos y en un mejor resultado de la obra o servicio, y siempre que no se comprometan porcentajes sobre el valor de las ventas o sobre la producción de hidrocarburos.

Las posibles compensaciones deberán establecerse expresamente a la firma del contrato.”

La reforma a los contratos “petroleros”⁷⁸ en México abren las compuertas para un esquema inusitado en México. A partir de este clausulado “legal”, parece que México se abre a la posibilidad de que, en lugar de contratos nacidos con *rigor mortis* exista la posibilidad de que se pacten, desde la firma del contrato, parámetros para que, si el contratista actúa con mayor eficiencia, se ajuste el equilibrio contractual a su favor. Para un inversionista, ya dependerá de las fórmulas y mecanismos establecidos en los contratos nuevos si el esquema nuevo en México resulta más atractivo, por flexible, o más repelente, por incierto.

No es casual que los nuevos contratos “flexibles” de PEMEX hayan sido imaginados cuando el precio de la mezcla mexicana estaba en la nota más alta del aria, meses antes de su desplome al inframundo, con el resto de los precios internacionales. Para la desventura de los mexicanos, esta nueva y desconocida flexibilidad contractual nace en un momento en que la inversión huye de lo que huele remotamente a riesgo, en un entorno mundial de franco desastre económico. ¿Qué dirán los financieros de los nuevos contratos de PEMEX? ¿Abrirán los brazos a la nueva flexibilidad contractual o preferirán lo malo por conocido que lo nuevo por conocer?

14. ÚLTIMAS PREGUNTAS Y REFLEXIONES

Este ensayo arrancó junto con el desastre económico mundial. Aunque se haga poca referencia a la espeluznante coyuntura que vivimos casi todos los terrícolas, por todo el subsuelo de este ensayo corre la pregunta ¿cuántos contratos petroleros en el mundo estarán sacudiéndose en sus fundaciones?; ¿cuántos estarán siendo renegociados después de la caída libre del precio del crudo de los últimos meses?

De mayor importancia, y por el lado del dilema inversión vs. desarrollo sostenible, cabe preguntarse si la diligencia en materia de medio ambiente, seguridad y salud de algunas empresas decaerá con el precio del crudo. ¿Será en esos rubros donde habrá recortes, con los costos ambientales y humanos que ello implica? Por otra parte, ¿qué de los países en desarrollo? En un contexto de urgencia, ¿qué contratos serán “aceptables”

⁷⁸ En realidad, los contratos petroleros mexicanos son, en realidad, contratos de obras y servicios.

para los países con gran necesidad de inversión y con mayores vulnerabilidades humanas y ambientales?

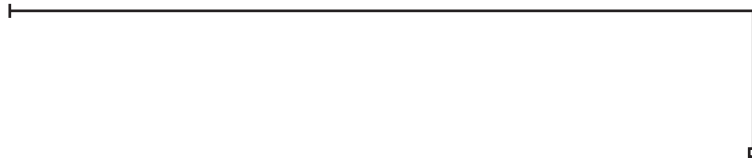
Como sea la coyuntura, y pese a la necesidad de la inversión, los países en desarrollo deberán poner atención a las condiciones impuestas en un momento crítico como éste. Por mucho que apriete la soga, no es momento de bajar la vara al piso en cuanto a las responsabilidades contractuales de las EPI en materia de seguridad, salud y medio ambiente. Las crisis son coyunturales las demandas fundamentales no.

Por el lado de las empresas, habrá que tener esperanza, o acaso exigirles, que en las tinieblas no abandonen, si es que las tienen, sus prácticas de responsabilidad social y de protección al medio ambiente. Las crisis se estima reversible; hay daños a la salud y al medio ambiente que no lo son.

El entorno económico del momento seguramente llevará a la mesa de negociación a los estados y a las empresas. Los años que vendrán arrojarán información muy interesante sobre la resistencia y adaptabilidad de los contratos entre empresas y estados a una sacudida mundial que hoy se estima no tiene precedente. Habrá consuelo para algunos en la oportunidad para aprender.

38 BCA.

**LAS TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL SERVICIO ELÉCTRICO:
Aspectos jurídicos y modelos regulatorios
de tarificación**



Eduardo J. Rodríguez Chirillo

[Argentina]

Doctor en Derecho por la Universidad de
Navarra (España). Socio fundador de ERC
& Asociados, S.C

Resumen

El análisis de la fijación de las tarifas plantea aspectos de orden jurídico y económico, sumados a otros de índole política y social. El proceso para determinar el precio o costo que deba tener el servicio de distribución eléctrica es, sin duda alguna, un proceso muy complejo, en el que intervienen un número importante de actores para su elaboración. Sin embargo, no es posible conocer a cabalidad todo el proceso de cálculo de tarifas si solo se explican los lineamientos generales de la ley, dejando de lado el complemento indispensable de lo normado en los reglamentos o resoluciones que se dictan al efecto. Todo este plexo normativo del denominado “régimen tarifario” se compone de disposiciones de contenido técnico, jurídico y económico, que en su conjunto se ha dado en denominar, “la regulación”. En este trabajo abordaremos los siguientes temas: *a)* las características generales del régimen tarifario, *b)* un resumen muy breve sobre los procesos de revisión tarifaria y los modelos regulatorios de tarificación, tanto el modelo tradicional como los más recientes vinculados a la regulación por incentivos; *c)* en tercer lugar, analizaremos la aparente dicotomía entre considerar, por un lado, la fijación de tarifas como una actividad reglamentaria del Estado y, por otro lado, a los ingresos tarifarios como derechos patrimoniales de las empresas; *d)* en cuarto lugar, se explican muy brevemente los mecanismos de resolución de controversias en la determinación de tarifas.

Abstract

The analysis of rate determination brings forth issues of a legal and economic character, in addition to other issues of a political and social nature. The procedure to determine the rate or the cost applicable to the electric distribution service is, without a doubt, a complex process, with a great number of stakeholders involved. However, it is impossible to know the complete process of rate determination if the analysis is limited to the general legal aspects, leaving aside the regulations or the resolutions that are issued to that effect. The complete normative universe of “rate regime” is also composed of provisions of a technical, legal and economic character, which as a group is known as “the regulation.” In this chapter, the following aspects will be covered: *a)* the general features of a rate regime; *b)* a brief summary of the processes of rate revision and of rate determination regulatory models, according to the traditional model and also pursuant to more recent incentive based regulation; *c)* third, the apparent dichotomy between the consideration of rate regulation as a regulatory activity of the state and rate based revenues as patrimonial rights of the companies will be analyzed; *d)* fourth, dispute resolution mechanisms concerning rate calculation will be discussed briefly.

Introducción

El análisis de la fijación de las tarifas plantea aspectos de orden jurídico y económico, sumados a otros de índole política y social. El proceso para determinar el precio o costo que deba tener el servicio de distribución eléctrica es, sin duda alguna, un proceso muy complejo, en el que intervienen un número importante de actores para su elaboración. Siendo las tarifas, el ingreso por excelencia con el que cuenta el prestatario del servicio (sea empresa pública o empresa privada a través de una concesión o autorización), los marcos regulatorios (leyes, decretos y reglamentos) han ido introduciendo ciertos preceptos y características que deben reunir las tarifas para la prestación del servicio, así como los lineamientos básicos sobre el modo en que deben llevarse a cabo las revisiones tarifarias por parte de los organismos competentes, todo lo cual con el fin de dar seguridad y certeza a los inversores en este sector y al mismo tiempo para proteger los derechos de los consumidores o usuarios del servicio.

Sin embargo, no es posible conocer a cabalidad todo el proceso de cálculo de tarifas si solo se explican los lineamientos generales de la ley, dejando de lado el complemento indispensable de lo normado en los reglamentos o resoluciones que se dictan al efecto. Todo este plexo normativo del denominado “*régimen tarifario*” (que comprende las reglas para el cálculo de las tarifas y las sucesivas revisiones tarifarias) se compone de disposiciones de contenido técnico, jurídico y económico, que en su conjunto se ha dado en denominar, “*la regulación*”.

Este conocimiento se torna indispensable si se considera que *la tarifa tiene como rol esencial, ser la medida de retribución para la correcta prestación del servicio*¹ y que el ingreso derivado de las tarifas es considerado, por ciertos autores, como un derecho patrimonial de la empresa que se deriva del vínculo contractual con el Estado y, por tanto, puede ser frente a divergencias entre las partes objeto de protección a través de las vías administrativas o judiciales previstas en los ordenamientos jurídicos locales

¹ CASSAGNE, Juan Carlos *La estabilidad de los derechos patrimoniales emergentes de los contratos de concesión y/o licencia de servicios públicos*, Lexis N° 0003/011149, p. 18.

e incluso a través de mecanismos de resolución de controversias de orden internacional.

En este trabajo abordaremos los siguientes temas: *a)* las características generales del régimen tarifario, donde nos detendremos a comentar la estructura de las tarifas eléctricas y dos aspectos esenciales que ha de reunir la tarifa: la razonabilidad en el retorno o rentabilidad y la eficiencia en los costes; *b)* en segundo lugar, un resumen muy breve sobre los procesos de revisión tarifaria y los modelos regulatorios de tarificación, tanto el modelo tradicional como los más recientes vinculados a la regulación por incentivos; *c)* en tercer lugar, analizaremos la aparente dicotomía entre considerar, por un lado, la fijación de tarifas como una actividad reglamentaria del Estado y, por otro lado, a los ingresos tarifarios como derechos patrimoniales de las empresas; *d)* en cuarto lugar, se explican muy brevemente los mecanismos de resolución de controversias en la determinación de tarifas.

I. EL RÉGIMEN TARIFARIO: CARACTERÍSTICAS GENERALES

1. Las tarifas en los monopolios naturales

La regulación de monopolios naturales es un tema que ha sido extensamente tratado por la doctrina económica. Los monopolios naturales generan que las economías de escala sean grandes para los tamaños relevantes de mercado y no haya posibilidad cercana, técnica ni económica, de sustitución, de modo que la única empresa que actúa tenga costos económicos inferiores a los que tendría si existieran otras empresas operando en ese mismo mercado.² Como indica Yarad, si en ese mercado existiera competencia la sociedad sufriría una pérdida económica debido a la duplicación de inversiones e instalaciones que las empresas destinarían para atenderlo. No obstante, si la única empresa que opera el mercado pudiera libremente fijar los precios, se daría la posibilidad de que dicho precio se encuentre por encima del que registraría si hubiera competencia perfecta.³ Ha sido este uno de los motivos por el cual en la regulación en materia de servicios públicos se justificaba la intervención directa del Estado en la provisión del mismo, mediante una empresa pública, que a su vez mantenía funciones normativas y fiscalizadoras.⁴ Existía una cierta convicción

² Vid., YARAD, Jorge Alé, *Un nuevo esquema de regulación de Monopolios Naturales*, Estudios Públicos, Santiago de Chile.

³ Vid., YARAD, Jorge Alé, *Un nuevo esquema de regulación de Monopolios Naturales*, Estudios Públicos, Santiago de Chile, pp. 167-168.

⁴ Una de las razones de la creación del Estado Empresario, fue justamente que para evi-

social de que el Estado podía atender o canalizar al mismo tiempo todas las funciones vinculadas a la prestación del servicio. Los resultados de esta concepción se tradujeron en una mayor politización de los servicios, altos déficits y que, en algunos países, supuso la génesis del fin del Estado empresario.

Como es conocido, la década de los años ochenta significó un cambio en los roles del Estado en muchos países, adoptando una posición más activa en la regulación de los servicios que en la prestación directa del mismo. No es que antes no existiera regulación, sino que a partir de ahora, el Estado tiene un rol preponderante en la regulación y en el *modo* en que se regula, adoptando paralelamente y en muchos casos una posición de carácter subsidiario en lo atinente a la prestación directa del servicio. Se comienza a buscar un sistema regulatorio para los servicios públicos, que reuniendo determinadas condiciones, haga indiferente la discusión que perduró por muchas décadas sobre la propiedad privada o pública de las empresas prestatarias del servicio.⁵ En ese marco, donde el Estado asume el rol de regulador y fiscalizador del servicio, se redefinen los sistemas de tarificación, donde lo que se persigue es la eficiencia económica y el autofinanciamiento del mismo.

La regulación supone la existencia de dos agentes, que son: “*el agente*”, que es la empresa que está siendo regulada y el “*principal*”, que es el regulador. Los objetivos del principal (*organismo regulador*), es que se realicen todas las inversiones necesarias para cumplir con los estándares de servicio —(cobertura, calidad, respuesta de la demanda), sujeto a la sustentabilidad del servicio y al menor precio posible para los usuarios.

Bajo esta nueva concepción, la regulación en materia de tarifas debe perseguir dos objetivos: por un lado, *la atracción del capital*, esto es, que haya inversionistas interesados en llevar a cabo las obras de expansión de cobertura y elevación de la calidad del servicio en los términos definidos por el legislador, y por otro, *eficiencia y equidad*, lo que supone que la gestión se haga al mínimo costo posible y con el máximo traspaso de be-

tar los abusos monopolicos que una empresa privada podría hacer a sus usuarios, se planteaba la conveniencia de que el Estado otorgue directamente el servicio, pues al ser propiedad de todos los ciudadanos existirían mayores garantías de que se incurriera en tales abusos. A ello se añadió consideraciones sociales de tipo redistributivo para la creación de empresas públicas. Vid, YARAD, Jorge Alé, *Un nuevo esquema de regulación de Monopolios Naturales*, Estudios Públicos, Santiago de Chile, pp. 167-168. Sobre los motivos de creación del Estado empresario, ver nuestro trabajo en *Privatización de la empresa pública y post privatización*, Abeledo Perrot, Buenos Aires, 1994, pp. 45 y ss.

⁵ Vid., YARAD, Jorge Alé, *Un nuevo esquema de regulación de Monopolios Naturales*, Estudios Públicos, Santiago de Chile, pp. 167-168. También para un explicación más jurídica del tema, Vid, Cortes, Josefina, *Derecho Administrativo y Sector Eléctrico. Elementos de Regulación*, Porrúa e ITAM, México, 2007, pp. 161-203.

neficios a los consumidores.⁶ Si bien no se trata de objetivos contrapuestos, la consecución de ambos puede traer aparejada una continua tensión entre que el inversor se encuentre atraído a invertir, con el hecho de compartir los eficiencias con los usuarios del servicio, todo lo cual explica el por qué en ciertas ocasiones los procesos de determinación de las tarifas se convierta en un proceso conflictivo.

En esa línea también se ha dicho que cuando se deben fijar tarifas de un monopolio natural, se han de perseguir cuatro objetivos:⁷

1. Proveer una señal de precios adecuada al uso racional del recurso.
2. Garantizar que la empresa pueda autofinanciarse, lo que incluye un *retorno razonable* sobre los activos invertidos en la misma, pero al mismo tiempo, protegiendo a los consumidores a que no tengan que pagar tarifas excesivas.
3. Generar los incentivos adecuados para que la empresa sea operada de *manera eficiente*.
4. Entregar garantías a los operadores de que el regulador no actuará en forma oportunista, reduciendo las tarifas una vez que las empresas hayan realizado sus inversiones.⁸

2. Estructura de las tarifas eléctricas

Pero antes de entrar a conocer que características han de reunir las tarifas, es necesario conocer la estructura de las tarifas eléctricas y que elementos la componen, pues será sobre estos elementos a los que se les verificará si reúnen condiciones de eficiencia o razonabilidad.

La tarifa eléctrica que percibe por parte de los usuarios, la empresa que se desempeña como distribuidor eléctrico se compone de dos términos: a) por un lado, por *el precio de la generación de la electricidad* y b), por otro, por *el valor agregado de distribución* también denominado “VAD”. Así por ejemplo el artículo 105 del Decreto-Ley 1/82 en Chile indica: “*La estructura de los precios a nivel de distribución considerará los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y al valor agregado por concepto de costos de distribución, adicionándolos a través de fórmulas que representen una combinación de*

⁶ QUIROZ, Jorge, *Temas bajo análisis en modelo de empresa eficiente*, Informe Final, Agosto de 2006, p. 7.

⁷ Ver GOMEZ LOBO, Andrés y VARGAS, Miguel, *La regulación de las empresas sanitarias en Chile: una revisión del caso de EMOS y una propuesta de reforma regulatoria*, p. 3.

⁸ Ello se explica por cuanto en los sectores donde una vez realizada una inversión, no se pueden recuperar en el sentido que no se puede revertir la decisión y por tanto la empresa prestataria se encuentra mas expuesta a un comportamiento oportunista por parte del regulador. Ver GOMEZ LOBO, Andrés y VARGAS, Miguel, *La regulación de las empresas sanitarias en Chile: una revisión del caso de EMOS y una propuesta de reforma regulatoria*, p. 11.

dichos valores, de tal modo que el precio resultante de suministro corresponda al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos a nivel de producción-transporte y distribución empleados”

En el primer caso, respecto del precio de generación de electricidad, fuera de ciertas excepciones —como ocurre en el caso de México donde el prestatario del servicio eléctrico actúa en forma integrada—, en la mayoría de los países de Latinoamérica donde el mercado de electricidad se encuentra desregulado, las empresas distribuidoras no realizan ni están autorizadas a generar electricidad y, por tanto, adquieren la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista —ya sea mediante contratos o en el mercado de oportunidad—, y cuyo precio se construye a partir de los costos de combustibles (gas, carbón, fuel oil) y de los costos de la operación y mantenimiento de las centrales. Las legislaciones eléctricas con ciertos matices reconocen que el distribuidor puede hacer *un pase directo* a los usuarios del costo de adquisición de la energía eléctrica.⁹

El segundo término con el que se compone la tarifa eléctrica se refiere al VAD y constituye el ingreso tarifario que remunera la actividad de distribución que realizan las empresas para los usuarios. Este componente de la fórmula tarifaria se revisa con una frecuencia quinquenal o cada cuatro años. Los marcos regulatorios han establecido los conceptos que se deben calcular en el Valor Agregado de Distribución. Así por ejemplo, el artículo 106° del Decreto-Ley 1/82, en Chile indica:

El valor agregado por concepto de costos de distribución que basará en empresas modelo y considerará:

1. Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;
2. Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
3. Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de in-

⁹ Las operaciones de adquisición de energía eléctrica entre distribuidor y generador es considerada una operación o transacción libre y remunerada mediante el precio que acuerden las partes, mientras que las ventas de electricidad a usuarios se retribuyen a tarifas sujetas a regulación. Ver como ejemplo, el artículo 42° de la Ley 143, en Colombia, el art 40 inciso c) de la Ley 24.065 en Argentina o el artículo 96 inciso 2 del Decreto Ley 1/82 en Chile.

Esta consideración a la distintas transacciones entre la realizada por el *generador-distribuidor* respecto a la del *distribuidor-usuario* obedece a la intención de evitar cualquier connivencia entre los dos primeros para fijar un precio de adquisición de la electricidad que el usuario tuviera que abonar sin posibilidad alguna de intervenir en el precio acordado. De allí que el precio que se le reconoce al distribuidor en la tarifa por concepto de adquisición de la energía sea el precio del costo marginal determinado por el mercado de oportunidad (denominado *precio spot*), el cual se actualiza con frecuencia semestral o anual con independencia del precio acordado en los contratos.

versión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.¹⁰

La literatura existente en esta materia nos muestra que existe un cierto consenso en la doctrina económica y jurídica que las tarifas deberían dar una cobertura adecuada a ciertos conceptos básicos que permiten alcanzar la sustentabilidad del servicio. Es decir que adicionalmente al costo de la energía eléctrica, la tarifa tiene que dar cobertura en forma eficiente y razonable a los costos de distribución, que como se ve incluye una tasa de actualización.

3. Las tarifas: razonabilidad en el retorno y eficiencia en los costos

La doctrina jurídica ha establecido como principios esenciales de las tarifas, los siguientes características:¹¹ i) *la proporcionalidad* la cual está estrechamente vinculada con la razonabilidad que deben reunir las tarifas y al que nos referiremos mas adelante; ii) *el carácter no retroactivo* de la aplicación de las tarifas a los usuarios,¹² iii) *la legalidad* que nos informa que las tarifas deben ser aprobadas por autoridad competente;¹³ iv) *la efectividad* que da cuenta que la empresa solo tiene derecho a percibir la tarifa en la medida que el servicio haya sido prestado¹⁴ e, v) *la igualdad*

¹⁰ En términos similares el artículo 64° de la Ley de Concesiones Eléctricas en Perú indica que “El valor agregado de Distribución considerará los siguientes componentes: a) Costos asociados al usuario independiente de su demanda de potencia y energía; b) Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía; c) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada”.

¹¹ Vid., CINCUNEGUI, J.B., *Principios Legales del régimen tarifario. Necesidad de su cumplimiento para disminuir su incidencia en el Costo Argentino y proteger los ingresos de los trabajadores*. LL, 18 de octubre de 1998, p. 2.

¹² Desde antiguo rige el principio de que la tasa o precio no puede ser retroactiva, siendo por excepción los casos en que los tribunales ha aceptado la posible aplicación retroactiva cuando el pago no se hubiera efectuado en forma definitiva. Así por ejemplo en Argentina las tarifas, tienen efectos *ex nunc* (CSJN, “Banco Español del Río de la Plata c/ Municipalidad de las Capital”, fallos, 108:16). Vid., DROMI, José Roberto, *Derecho Administrativo*, Ciudad Argentina, Buenos Aires, 2004, p. 857.

¹³ En el caso de la distribución de energía eléctrica en la Argentina, ver artículos 45° y 46° de la ley 24.065.

¹⁴ La efectiva prestación del servicio es *condición sine qua non* para poder cobrar las tarifas, siendo ilegítimo el cobro de un servicio que no se presta o se presta en forma deficiente, tal como la ha planteado los tribunales argentinos desde hace tiempo. *Del carácter remunerador de la tasa se sigue que no se debe si la Administración Pública no ha prestado ningún servicio* (SC Mendoza, 15/6/67, “Andrés, Félix y otro c/ Municipalidad de San Rafael”, LL, 129-832). Vid., DROMI, José Roberto, *Derecho Administrativo*, Ciudad Argentina, Buenos Aires, 2004, p. 858.

entre la misma categoría de usuarios o consumidores.¹⁵ Mientras que algunas de las características mencionadas se refieren o tienen relación directa con *el servicio o con el modo de operar de la empresa*, como la razonabilidad o proporcionalidad y la eficiencia, otras se vinculan a la relación de la empresa con *los usuarios* del servicio como la eficacia, la irretroactividad y la igualdad.

La doctrina jurídica considera como pilar básico que la tarifa ha de ser razonable o tener una rentabilidad razonable, mientras que la doctrina económica enfatiza que las tarifas deben reflejar *los costos eficientes* del servicio o una *administración eficiente* del mismo por parte de la empresa.

Así por ejemplo, en Argentina, el artículo 40° de la ley 24.065 establece que: *Los servicios suministrados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos «a tarifas justas y razonables», las que se ajustarán a los siguientes principios: Proveerán a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el artículo 41 de esta ley.* Dichos aspectos se completan con el artículo 41° de la citada ley que indica: *“Las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad, a aquellas empresas que operen con eficiencia.*

¹⁵ Tratándose de servicio de consumos masivos y esenciales para los consumidores, un tema que se plantea con la fijación de las tarifas de los servicios públicos es la igualdad que deben tener los consumidores en el acceso del servicio, dado que estos servicios hacen al bienestar de las personas. “Los montos de las tarifas no pueden resultar discriminatorios, sino que debe ser uniforme para todos los usuarios que se encuentren en iguales condiciones, respetando la igualdad que es de la esencia de la prestación de servicios públicos”. *Vid.*, DROMI, José Roberto, *Derecho Administrativo*, Ciudad Argentina, Buenos Aires, 2004, p. 858. Ello no obsta a reconocer distintas categorías de usuarios, como los residenciales, los comerciales o los industriales, estructurándose distintas tarifas según la categoría de usuario que se trate. Del mismo modo, la igualdad no se viola en los casos de las denominadas *Tarifa Social o Solidaria*, la que por lo general abarca una subcategoría dentro de la categoría de usuarios residenciales, con un límite de consumo. Las Tarifa Social parte de la consideración de que los servicios públicos o de interés general operan como igualadores sociales del país. La aparición de las tarifas sociales pretende ser una muestra de los gobiernos del mantenimiento de la ecuación económica de las empresas prestatarias del servicio y la imposibilidad de ciertos segmentos del consumo para hacer frente al incremento de las tarifas frente a situaciones de crisis socio económica, las que por lo general se traducen en una reducción de la tarifa (un subsidio por consumo) o en la reducción del costo del servicio (mediante el rebalanceo de tarifas). En los distintos ordenamientos jurídicos existen diferentes soluciones en materia de financiamiento de la Tarifa Social. Uno de ellos es que sea el propio prestatario sea quien realice el financiamiento, luego compensado con créditos fiscales, o que directamente sea el Estado quien realice ese financiamiento o que sea pagado por otros usuarios de más altos consumos, lo que supone un subsidio cruzado entre categorías de usuarios.

Asimismo, la tasa deberá: a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa; b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de las otras actividades de riesgo, similar o comparable nacional o internacionalmente”.

a) La razonabilidad en la rentabilidad

La razonabilidad o proporcionalidad de las tarifas hace a la adecuada equivalencia entre el servicio prestado y a la retribución que percibe la empresa por ello. A pesar que los marcos regulatorios dan cuenta que las tarifas deben ser justas y razonables, ninguna legislación ha podido concretar tales conceptos, en forma acabada, indiscutible y permanente para comprender cuando la tarifa es razonable. Como es conocido, el criterio de razonabilidad y justicia de las tarifas surgió hace mucho tiempo ya en Estados Unidos con la *Interstate Commerce Act de 1887* en la que expresó, respecto del servicio de transporte y almacenamiento de cargas que “*se prohíbe y se declara ilegal todo precio que no sea justo y razonable por la prestación de los servicios mencionados*”. Tal directriz fue receptada en el derecho argentino en la Ley 2873 de Transporte Ferroviario al decir: “*las tarifas relativas al transporte de pasajeros serán justas y razonables*”.

Fue la doctrina de los jueces de la Suprema Corte Norteamericana la que contribuyó a la delimitación de este concepto jurídico indeterminado en autos “*Smyth v. Ames 1898*, en donde sostuvo que “*una tarifa es razonable por su monto cuando lo es para quien presta el servicio y para quien lo recibe. Y ello ocurre cuando es suficiente y no más que suficiente para que el prestatario, con su costo, pueda cubrir el costo del servicio y percibir un beneficio razonable que le permita mantener y mejorar sus instalaciones y obtener un provecho*”. Fue así que la doctrina jurídica como la jurisprudencia se pronunciaron sobre la razonabilidad del precio o de las tarifas aplicando el criterio económico de relacionar al *costo real y global de las prestaciones*, una cantidad determinada, en calidad de compensación o beneficio, pues de lo contrario las empresas estarán condenadas *ab initio* a prestar un servicio cada día peor, a descapitalizarse y caer en bancarrota.¹⁶

En tal sentido, se ha dicho que *la tarifa debe ser suficiente como para cubrir los costos de explotación y de expansión y lograr una rentabilidad razonable*. La prestación del servicio deberá contar con las condiciones que permitan, operando eficientemente obtener el autofinanciamiento, lo que significa que las tarifas que percibe de los usuarios (o los ingresos

¹⁶ Vid., RODRIGUEZ ARIAS, J.C., *El Precio de los Servicios Públicos*, Revista de la Administración Pública, N° 131, p. 12.

cualquier sea su fuente)¹⁷ brinden una cobertura de los costos económicos del servicio para garantizar el mantenimiento y continuidad del sistema y su expansión. Los marcos regulatorios contienen expresas disposiciones sobre la relación que ha de existir entre las tarifas y la cobertura del costo económico del servicio.¹⁸ De allí que la rentabilidad razonable, lo será siempre que la gestión de la empresa en la prestación del servicio sea eficiente y se relacione con la efectiva inversión realizada.¹⁹

La correlación expuesta entre razonabilidad en la rentabilidad y eficiencia en la gestión, supone entre otras cosas que las tarifas no podrán ser utilizadas para compensar déficits derivados del riesgo empresarial del Concesionario o convalidar ineficiencias en la prestación del Servicio. Y del mismo modo y como contrapartida, la modificación de las tarifas no podrá ser un medio de penalizar al concesionario por beneficios logrados en la operación del Servicio, ni por incrementos de eficiencia.

En cuanto a la correlación entre la rentabilidad con la inversión, la reglamentación a la Ley de Reforma del Estado en Argentina dispuso:

Las licencias, permisos o concesiones para la explotación de servicios públicos que se otorguen como consecuencia de un procedimiento de privatización, deberán contemplar el régimen tarifario, determinando los conceptos que la tarifa debe cubrir, incluyendo la rentabilidad adecuada a la inversión realizada.

b) La eficiencia en los costos del servicio

La doctrina económica ha destacado la necesidad de que los costos reconocidos a las empresas en sus tarifas sean *los costos económicos eficientes del servicio*. Así lo destaca Bernstein, al decir que “*los costos*

¹⁷ Los montos asignados en concepto de remuneración, pueden provenir total o parcialmente de la tarifa que abonan los usuarios, pudiendo ser complementado por subsidios otorgados por el Estado, como ha ocurrido en ciertos servicios públicos, tal el caso del transporte de trenes subterráneos, al indicarse “*que en el marco regulatorio de la privatización del servicio público de trenes subterráneos, desde un comienzo fue previsto que las tarifas que debía pagar el público usuario podían representar una insuficiente compensación económica para el concesionario*”. Así por ejemplo, mediante la res. 1456/91 del MEYOSP ha establecido que: *El concesionario percibirá por la prestación de los servicios las tarifas que apruebe el organismo con competencia legal para ello, y que el Estado compensará explícitamente al concesionario en caso de que los ingresos no alcancen los costos de la explotación*.

¹⁸ Así por ejemplo, en el servicio del agua se establece que: *Los precios y tarifas tenderán a reflejar el costo económico de la prestación de los servicios de agua potable y desagües cloacales incluyendo el margen de beneficio del Concesionario e incorporando los costos emergentes de los Programas de Operación, Expansión del Servicio en lo correspondiente a infraestructura básica*.

¹⁹ Así, el decr. 1105/89, reglamentario de la Ley de Reforma del Estado, dispone en el Art. 15 inc. 7º, ap. VI.

de servicios establecidos por el regulador deben no solo limitar el poder monopólico de las distribuidoras sobre los clientes cautivos, sino también proveer incentivos correctos a la inversión, a la gestión eficiente y la reducción de pérdidas".²⁰

Para ello, se han elaborado de modelos regulatorios de tarifas o sistemas de tarificación —que veremos mas adelante— y que, se diferencian por *tres aspectos*:

- a) El grado de distancia entre los costos reales de la empresa y el modo de calcular los costos eficientes;
- b) El período de revisión tarifaria y la captura de la reducción de costes en cuanto al traspaso de eficiencias a los usuarios;
- c) Su incidencia en reducir el problema de la información asimétrica entre empresa y el organismo regulador.

Estos modelos de regulación de tarifas tiene que dar cobertura a dos situaciones que pueden presentarse y que pueden llevar a que las tarifas no reflejen el costo eficiente del servicio.

1. *El primero* es cuando el modelo de cálculo de tarifas, no brinda incentivos a las empresas para que no tengan una señal económica de "aumentar los costos del servicio", lo que distorsiona la posibilidad de que se determine costos eficientes exactos y con ello aumentar su rentabilidad, cuando ésta se encuentra vinculada al costo del mismo.
2. *El segundo*, se da cuando el modelo del cálculo de las tarifas requiere de la información del costo del servicio por parte de la empresa, donde se pone de manifiesto la distinta posición frente al conocimiento de la gestión de la empresa (*información asimétrica*) entre el regulador y la empresa. Ello especialmente respecto de la información vinculada a la demanda que se debe atender, los costos, la inversión entre otros parámetros a considerar donde opera la empresa, ya que la declaración de costos por encima de los costos eficientes le significará a la empresa una renta a su favor.²¹ Así lo plantea Andrés Gomez Lobo, "*el regulador esta en desventaja frente a la empresa, ya que tiene menos información que los ejecutivos de la misma sobre las condiciones operativas y las áreas donde sería posible una reducción de costos*".

²⁰ Vid., BERNSTEIN, Juan Sebastian, *Regulación en el Sector de Distribución Eléctrica*, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile 1999, p. 73.

²¹ Se presume que los gerentes de la empresa tendrán un mejor conocimiento y mas preciso de cómo operar la empresa en forma eficiente. Vid., GOMEZ LOBO, Andrés y VARGAS, Miguel, *La regulación de las empresas sanitarias en Chile: una revisión del caso de EMOS y una propuesta de reforma regulatoria*, p. 13. Vid., también QUIROZ, Jorge, *Temas bajo análisis en modelo de empresa eficiente*, Informe Final, Agosto de 2006.

Como conclusión de este apartado podemos decir que *eficiencia y razonabilidad* son entonces dos características vitales que en todo momento han de tener que reunir las tarifas del servicio de distribución eléctrica, que si bien, por un lado, tienen la ventaja de ser conceptos de altísima aceptabilidad social, tienen, por otro lado, la enorme dificultad de no poder concretarse de una vez y permanecer durante mucho tiempo, por tratarse de conceptos dinámicos que varían de tiempo en tiempo y de apreciación subjetiva. De este modo, las consideraciones que se hicieron sobre la razonabilidad y eficiencia con el que se calculó la tarifa para un período tarifario, no es necesariamente se deben repetir en los subsiguientes períodos tarifarios. Por ello no puede entenderse como derecho adquirido de las empresas el nivel de ingresos tarifarios de periodos anteriores, respecto de los que perciba en el período tarifario presente o en los futuros.

II. REVISIONES TARIFARIAS Y MODELOS REGULATORIOS DE TARIFAS

1. El proceso de revisión tarifaria y el estudio tarifario

Son varios los autores que nos advierten de la importancia que adquieren las reglas establecidas en el procedimiento de revisión tarifaria en cuanto le permitan a las empresas el ejercicio oportuno de sus derechos.²² Ello con independencia de si se opta por uno u otro de los modelos de regulación tarifaria que veremos en este apartado, pues de nada servirá discutir los mejores incentivos para obtener los costos eficientes del servicio, si al final el regulador tiene la posibilidad de actuar con oportunismo político a partir de la existencia de reglas poco claras. El tema de los procedimientos del proceso y las facultades reconocidas a las partes, es vital para alcanzar la razonabilidad de las tarifas y la condición eficiente de los costos.

a) Etapas del estudio tarifario

Los marcos regulatorios indican que la realización del estudio tarifario se lleva a cabo en base a unos términos de referencia o *TdR* elaborados por el organismo regulador. Por lo general, el Estudio tarifario se divide en etapas donde se calcula la demanda esperada, las redes, los costos de explotación, la tasa de retorno, las inversiones, de modo que toda la información que se va obteniendo se integre hasta llegar a determinar el nivel tarifario y las distintas clases de tarifas para las diferentes categorías de usuarios. En cada una de las etapas, se elabora un informe de carácter

²² QUIROZ, Jorge, *Temas bajo análisis en el modelo de la empresa eficiente*, Informe Final, Agosto de 2006, p. 11.

preliminar que le permite al regulador a formular observaciones que el consultor independiente puede considerar para la elaboración del informe final. Las etapas más frecuentes son —en el caso del método de la empresa modelo—, las siguientes:²³

i) *Etapa I. Antecedentes.* Recopilación de la información técnica, comercial y económica del funcionamiento de la Empresa Real y del sistema eléctrico seleccionado como modelo para el sector típico. La determinación o estudio de demanda y determinación de sectores típicos según sean urbano urbano-rurales o rurales y, a su vez en el primer caso, según sean de alta, media o baja densidad.

ii) *Etapa II. Validación y revisión de los antecedentes* de la Empresa Real y el sistema eléctrico modelo.

iii) *Etapa III. Creación de la empresa modelo* y determinación de instalaciones y costos óptimos. Ello supone entre otros aspectos, la definición del tipo de red, los costos unitarios de las instalaciones eléctricas, la definición de la tecnología adaptada, la optimización técnica-económica; el cálculo de las pérdidas estándar; los estándares de calidad de servicio; optimización de los costos de explotación técnica y comercial, y de los costos indirectos.

iv) *Etapa IV. Resultados.* Cálculo de las tarifas de distribución: determinando el cargo fijo, valores agregados de distribución, pérdidas estándar (tanto técnicas y comerciales) cálculo de los factores de economía de escala y fórmula de reajuste.

Respecto de cada una de las etapas, el consultor presentará distintos tipos de informes (informes de avances, puntuales, parciales y el informe final).

b) La utilización de consultores independientes

Una de las características comunes en los marcos regulatorios es que, a lo largo de todo el proceso de revisión tarifaria —que por lo general, demanda un tiempo no menor a un año—, la realización del Estudio Tarifario se encomienda a *consultores* ya sean estos *consultores independientes*, los que actúan en tal carácter tanto de la empresa como del regulador,²⁴ o

²³ En esta descripción tomamos como base, *Los Términos de Referencia de los Estudios de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD), sancionados para la Regulación Tarifaria de Distribución Eléctrica elaborados para el Período Noviembre 2009- Octubre 2013* por el OSINERGMIN (Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería), pp. 4 y 5.

²⁴ En Perú, los TdR indican que: *Corresponde al Consultor actuar con total autonomía e independencia técnica de la empresa de Distribución que le encarga el Estudio durante el desarrollo del mismo, en cumplimiento a los presentes Términos de Referencia y las disposiciones normativas. El Consultor deberá elaborar el Estudio del VAD con independencia de criterio de la Empresa de Distribución para lo cual ejecutará las actividades que sean necesarias para cumplir con los objetivos señalados en los Términos de Referencia. Vid., Los Términos de Referencia de los Estudios de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD), sanciona-*

mediante consultores contratados por cada una de las partes (empresa y organismo regulador).

Como destaca la doctrina económica en esta materia, la presencia del consultor no resuelve el problema de la información asimétrica, sino que solo desplaza las tareas del órgano regulador.²⁵ Así por ejemplo, la Ley de Concesiones Eléctricas en Perú en sus artículos 67° y 68° señala que los concesionarios de distribución encargarán los Estudios del VAD a empresas consultoras precalificadas por el organismo regulador. Encomendar la elaboración del Estudio Tarifario a un consultor, no releva al Organismo competente a ejercer una supervisión sobre las diferentes etapas del Estudio, lo que permite indicar al Consultor y a la empresa los cambios o modificaciones que estime conveniente realizar. Así por ejemplo, los TdR para la revisión tarifaria en Perú, indica que “*el Consultor deberá seguir las pautas, criterios, procedimientos y demás aspectos que se señalen en el presente documento, utilizar su conocimiento y experiencia y aplicar correctamente las normas y premisas que se señalan en el marco regulatorio*”.²⁶

Del carácter independiente del consultor se derivan dos cuestiones importantes: a) La posibilidad de apartarse de lo dispuesto en los términos de referencia sancionados por el organismo regulador, siempre que existan razones fundadas para tal apartamiento, como puede ocurrir en las metodologías de cálculo para ciertos temas cuando no permitan alcanzar el costo más eficiente del servicio o existan otras metodologías que reduzcan en mayor medida el costo del servicio y b) la facultad de no incluir, los comentarios u observaciones que el organismo regulador formule al estudio tarifario que está a cargo del consultor.

En algunos países, los procesos de revisiones tarifarias suelen prever la realización de *audiencias públicas*, —con antelación a la aprobación tarifaria— la cual ha sido introducida como una herramienta con la que cuenta el regulador para obtener mayor información del servicio, y así poder considerar todas las inquietudes que las organizaciones de usuarios y

dos para la Regulación Tarifaria de Distribución Eléctrica elaborados para el Período Noviembre 2009- Octubre 2013 por el OSINERGMIN (Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería), p. 4.

²⁵ Vid., GOMEZ LOBO, Andrés. *Determinación de la eficiencia en la regulación de monopolios naturales: el uso de información de consultores versus competencia por comparaciones*, p. 21. No obstante, en algunas legislaciones con en Perú, se establecen sanciones a la empresa que brinden información diferenciada al Consultor y al órgano regulador, pues se dificulta la tarea de supervisión del Estudio del VAD.

²⁶ Vid., *Los Términos de Referencia de los Estudios de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD), sancionados para la Regulación Tarifaria de Distribución Eléctrica elaborados para el Período Noviembre 2009- Octubre 2013* por el OSINERGMIN (Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería), p. 3.

los propios usuarios pueden transmitir ex ante. En modo alguno, se ha pretendido mediante este mecanismo que todas las expresiones y manifestaciones vertidas en la audiencia pública deban ser vinculantes para la autoridad que aprueba las tarifas.

2. El Método tradicional: el *rate of return* o *cost plus model*

En las últimas décadas, ha sido la doctrina económica la que viene analizando cual es el mejor modo de reflejar en la tarifa los costos eficientes para la prestación del servicio, dado que si la autoridad que fija las tarifas depende de los costos declarados por la empresa, se corre el serio riesgo que la validación de dichos costos, suponga que los consumidores paguen una tarifa mas alta que respecto de las eficientes, con la connotación que la empresa prestataria pierde todo incentivo para obtener eficiencias.²⁷

La regulación por costo de servicio ha sido la manera en que tradicionalmente las *State Public Utility Commissions* han regulado las actividades monopólicas en EE.UU. Se trata de un método mediante el cual se fijan las tarifas a la empresa *a costo medio y auditados* para que pueda financiar sus costos operacionales, la depreciación de los activos y un retorno sobre el capital invertido en la empresa. Se trata de un método que pone mayor énfasis en la regulación del beneficio, que en la determinación de los costes eficientes.²⁸ El nivel de las tarifas se alcanza a partir de la determinación de los requerimientos de ingresos *Revenue Requirements* (considerando el financiamiento de la empresa y el retorno del capital), para luego considerar la demanda que debe atenderse y por último el mecanismo de asignación, según los factores de pérdidas de energía y la carga del consumo.

No existen precios máximos y por ello, en caso que algunas de las variables o parámetros considerados para la fijación de las tarifas varíen, como puede ser la demanda esperada, entonces se reconoce el derecho de la empresa o del regulador a solicitar revisiones extraordinarias de tarifas. En general, el plazo entre revisiones tarifarias es relativamente corto y las nuevas tarifas se fijan en función de *costos pasados y reales* que efectivamente ha tenido la empresa.

²⁷ Ver Andres Gomez Lobo, *Determinación de la eficiencia en la regulación de monopolios naturales: el uso de información de consultores versus competencia por comparaciones*, p. 2.

²⁸ Vid., CORTES, Josefina, *Derecho Administrativo y Sector Eléctrico. Elementos de Regulación*, Porrúa, ITAM, México, 2007, pp. 186-187.

El método de *rate of return*, ha sido muy criticado pues no da incentivos a la reducción de costos, ni genera incentivos a la innovación, ni a la operación eficiente, pues cualquier reducción que se produzca es capturada durante el período tarifario por los consumidores y no por la empresa.²⁹ Ante esa falta de incentivo para la empresa, los principales problemas que se presentan son: en materia de Tasa de retorno sobre el capital, las pérdidas de energía, los costos de distribución, costos financieros, proyección de inversiones, donde la apreciación sobre el verdadero costo real existente por parte de la empresa y del regulador puede ser bien diferente generando conflictos entre las partes. No obstante, Quiroz ha destacado de este método que *tiene como contrapartida el que se asegura el retorno al capital y por esa vía, el continuo intereses de los regulados, actuales y potenciales por traer recursos necesarios al sector. En ese contexto, el modelo cost-plus, que difícilmente errara en su objetivo de atracción de capital y que, por lo mismo, le otorga al regulador legitimidad para plantear enormes exigencias en temas de calidad, cobertura y continuidad del servicio*.³⁰

3. La Regulación por incentivos

Los métodos de regulación por incentivos o *regulación para la competencia* —tal como explica Bernstein—, tienen como objetivo el debilitar los vínculos existentes entre los precios regulados y los costos de las empresas y se desarrollan reconociendo las asimetrías de información entre reguladores y empresas reguladas.³¹ En la doctrina económica, se reconocen dos métodos cuya implementación se dieron durante la década de los años ochenta del siglo pasado, pretendiendo resolver los problemas que se planteaban con el método anterior. Ellos son: el método de *price cap o RPI-X* y el de la empresa *modelo o eficiente*. Mientras que el primero se generó en Inglaterra con ocasión de la privatización de *British Telecom* en 1984, el segundo tiene su génesis en Chile, con ocasión de la sanción del decreto Ley 1-82³² y fue posteriormente seguido en otras legislaciones como ocurre en Perú.³³

²⁹ Vid., FUENTES, Fernando y SAVEDRA, Eduardo, *Un análisis comparado de los Mecanismos de regulación por empresa eficiente y Price Cap*, Agosto, 2007, pp. 7 y 8. Ver también Cortes, Josefina, *Derecho Administrativo y Sector Eléctrico. Elementos de Regulación*, Porrúa e ITAM, México, 2007, p. 164.

³⁰ QUIROZ, Jorge, *Temas bajo Análisis en el modelo de empresa eficiente*, Informe Final, Agosto de 2006, p. 8.

³¹ BERNSTEIN, Juan Sebastian, *Regulación en el Sector de Distribución Eléctrica*, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1999, p. 100.

³² La doctrina económica chilena destaca que el concepto de la empresa modelo en los monopolios naturales, “fue una solución creativa para el problema de la eficiencia de los monopolios naturales y probablemente acertada dado el contexto de propiedad de estatal de la

Se han destacado de estos métodos las siguientes ventajas: *a)* el aumento de la eficiencia; *b)* la reducción de costos regulatorios; *c)* las firmas pueden alcanzar un nivel de precios igual a su costo marginal; *d)* las firmas tienden a actuar de una manera competitiva.³⁴

a) El método de *price cap*

El método del *price cap* es un método donde los precios máximos que puede cobrar una empresa por un período de cinco años, sin que se lleven a cabo revisiones intermedias durante ese período. Como se ve, cambia radicalmente el incentivo para la empresa en cuanto a la reducción de sus costos operativos, dado que manteniéndose la tarifa por todo el período tarifario, el esfuerzo de la empresa se traduce en mayores ganancias. Si bien se mantiene el cálculo de las tarifas sobre costos efectivos reales de la empresa, pero estos se proyectan considerando un aumento de eficiencia que puede conseguir la empresa. Así nos lo explica Quiroz al decir:

El Modelo *Price-cap* por su parte, toma como punto de partida los costos de la empresa real y fija una tarifa que asegura una dada rentabilidad por un periodo determinado de tiempo. La empresa al contar con un horizonte fijo de tiempo, tiene incentivos a reducir los costos ya que durante el periodo que dura la tarifa, todas las ganancias de eficiencia que obtenga de los menores costos las puede captar para sí.³⁵

Estos precios se ajustan de acuerdo a la inflación, para mantener el valor real de los precios, menos el aumento de eficiencia que el regulador

mayoría de las empresas de servicios públicos de esa época (años ochenta). Ver GOMEZ LOBO, Andrés y VARGAS, Miguel, *La regulación de las empresas sanitarias en Chile: una revisión del caso de EMOS y una propuesta de reforma regulatoria*, p. 10. Ver también, FUENTES, Fernando y SAVEEDRA, Eduardo, *Un análisis comparado de los Mecanismos de regulación por empresa eficiente y Price Cap*, Agosto, 2007, p. 3.

En distintas legislaciones chilenas se define el concepto de empresa modelo: Así por ejemplo, en el sector sanitario (art 27° del Reglamento), la define como *una empresa prestadora de servicios sanitarios con el objeto de proporcionar en forma eficiente los servicios sanitarios requeridos por la población, considerando la normativa y reglamentación vigencia y las restricciones geográficas, demográficas y tecnológicas en las cuales deberá enmarcar su operación*. En el sector de las telecomunicaciones, se define como una que opera con los costos indispensables para proveer los servicios sujetos a la regulación tarifaria en forma eficiente de acuerdo a la tecnología disponible y manteniendo la calidad establecida para dichos servicios. SANCHEZ, José Miguel y CORIA, Jessica, *Definición de La Empresa Modelo en Regulación de Monopolios en Chile*, p. 4.

³³ Así por ejemplo, el artículo 64° de la Ley de Concesiones Eléctricas, indica que el Valor Agregado de Distribución se basará en una empresa modelo eficiente.

³⁴ BERNSTEIN, Juan Sebastian, *Regulación en el Sector de Distribución Eléctrica*, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1999, p. 89.

³⁵ QUIROZ, Jorge, *Temas bajo Análisis en el modelo de empresa eficiente*, Informe Final, Agosto de 2006, pp. 9 y 10.

considera que la empresa debe conseguir, lo que es determinado por el regulador y que ha generado varios conflictos. La fórmula de precios incorpora un término que mide la ganancia de eficiencia anual que se le pide a la empresa. Dicho factor es específico por cada empresa y se mide en base a: (i) el aumento general de eficiencia de la industria; (ii) se determina de acuerdo a un análisis de eficiencia relativa de los que actúan en la industria.

A través del sistema de Benchmarking o el *yardstick competition*, muy utilizado en el Reino Unido se compara a la empresa prestataria con sus pares, generalmente de localización regional,³⁶ que permite a través de una competencia subrogada, obtener una *competencia por comparaciones* que genera incentivos a éstas a mejorar su eficiencia en el tiempo. Se trata de un método sencillo, donde a partir de ciertos indicadores se pueden medir los costos promedios de varias empresas de un mismo sector. Mediante dicho método se puede obtener una eficiencia relativa de una empresa respecto a las empresas comparadas pero no se obtiene costos eficientes absolutos que podría alcanzar cada una operar. En otros términos, los costos de una empresa se fijaran a partir de costos unitarios promedio de otras empresas que sirven de comparación.

Las empresas encuentran como incentivo bajar sus costos por debajo del promedio de la industria.³⁷ No obstante, como advierte la doctrina económica, la comparación no siempre resulta sencilla pues (i) las empresas comparadas suelen estar en distintas zonas geográficas con condiciones diferentes en cuanto a la topología, escala y densidad de la demanda, costos de insumos, entre otros; (ii) el sistema requiere que las empresas que sean de comparación, sean comparables, pues en determinados países los sectores no cuentan con empresas medibles.³⁸

³⁶ La idea inicialmente se atribuye a Schleifer. Se ha reconocido que este mecanismo es una herramienta importante para eliminar las “rentas injustificadas que podrían presentarse derivado de la información asimétrica. El procedimiento cuenta con varios pasos. La primera consiste en la recolección y validación de la información de cada operador. En una segunda etapa el regulador depura la información entregada por cada operador. En la tercera, se especifican los modelos para calcular la eficiencia relativa de cada empresa. La cuarta etapa consiste en un proceso de consulta y revisión por parte de expertos y las propias empresas. *Vid.*, GÓMEZ LOBO, Andrés, *Determinación de la eficiencia en la regulación de monopolios naturales: el uso de información de consultores versus competencia por comparaciones*, pp. 8-9. La determinación del factor de eficiencia finalmente es por cada empresa.

³⁷ Ver GÓMEZ LOBO, Andrés, *Determinación de la eficiencia en la regulación de monopolios naturales: el uso de información de consultores versus competencia por comparaciones*, p. 6.

³⁸ Así lo explica correctamente Andrés Gomez, indicando que en Chile este sistema no funcionaría en sectores como el de la telefonía fija, pues solo hay una gran empresa y pequeñas empresas. Incluso el buscar la comparación con empresas de otros países de la región, también tiene sus inconvenientes, como por ejemplo el tipo de cambio y las dificultades de

El proceso de construcción de costos se realiza por medio de un análisis “*top down*” (de arriba hacia abajo), pues los costos son agregados, a diferencia de otros modelos —como el de la empresa modelo— que son *bottom up* (de abajo hacia arriba), pues los costos se construyen a partir de la desagregación de diferentes conceptos de costos.

b) El método de la empresa modelo o eficiente

Se trata de un modelo regulatorio que también concreta un sistema de precios máximos a partir del cual se construye una empresa ficticia, diseñada por consultores, que operará en forma eficiente en el mismo lugar geográfico que actúa la empresa prestataria a la que se le calcula las tarifas.³⁹ Existe, a diferencia de los anteriores modelos, una marcada intención de desvincular los costos proyectados para el período tarifario con los costos efectivos de la empresa, aumentando sustancialmente el riesgo de las empresas. Tal como dice Jorge Quiroz, “*Se fijan tarifas de eficiencia usando una empresa modelo y procurando que las tarifas iguales al costo marginal de largo plazo; posteriormente las tarifas se ajustan a efectos de que cubran el retorno al capital invertido, no al capital de la empresa real, sino el de la modelo.*”⁴⁰

Las tarifas se fijan sobre la base de los costos marginales de un operador eficiente hipotético, diferente del prestatario real, lo que permite que el regulador prescindiera de cierta información brindada por la empresa.

Como explican Sanchez y Coria, “*Esta empresa simulada produce la cantidad demandada por el mercado al mínimo costo técnicamente posible, con niveles de calidad predefinidos. Lo que se busca es desvincular los costos en base a los cuales se tarifa, de los costos de la empresa real de forma tal que ésta podrá obtener una rentabilidad normal sólo si es capaz de emular a la empresa eficiente y los costos de cualquier ineficiencia no podrá ser traspasada a la tarifa.*”⁴¹

Con este esquema, donde se calculan los precios máximos, se busca emular la competencia en los mercados donde existen monopolios naturales, mediante la construcción de una empresa de referencia hipotética

obtener información confiable, así como las diferencias locales en materia tributaria, laboral, entre otras. Vid., GÓMEZ LOBO, Andrés, *Determinación de la eficiencia en la regulación de monopolios naturales: el uso de información de consultores versus competencia por comparaciones*, p. 18.

³⁹ Vid., FUENTES, Fernando y SAVEEDRA, Eduardo, *Un análisis comparado de los Mecanismos de regulación por empresa eficiente y Price Cap*, Agosto 2007, p. 6.

⁴⁰ QUIROZ, Jorge, *Temas bajo Análisis en el modelo de empresa eficiente*, Informe Final, Agosto de 2006, p. 8.

⁴¹ SÁNCHEZ, José Miguel y CORIA, Jessica, *Definición de La Empresa Modelo en la Regulación de Monopolios en Chile*, p. 2.

eficiente que inicia sus operaciones en ese momento.⁴² La idea de iniciar de *cero* en la elaboración de la empresa modelo es porque se quiere reflejar que ocurriría si una empresa existente debiera enfrentar una empresa “entrante” para que los comportamientos de la empresa existente se igualen a aquella. Esto supone que para la misma empresa, el cálculo de sus costos eficientes durante un período tarifario no supone validar dicho cálculo para el período tarifario siguiente, lo que pone en evidencia el carácter dinámico del concepto de eficiencia.

La elaboración de una empresa modelo, considera el concepto de sistema económicamente adaptado, lo que supone que deberá existir un equilibrio entre el diseño de las redes o infraestructura de distribución y la demanda de potencia, procurando el menor costo y cumpliendo la calidad de servicio establecida en la normativa. Así por ejemplo los TdR en Perú, indican que:

El Consultor debe tener presente que el objetivo fundamental del Estudio es establecer los costos para una empresa teórica operando en el país, eficiente en sus costos con instalaciones adaptadas a la demanda técnico y económicamente óptimas cumpliendo con las normas de calidad de servicio y demás normas técnicas vigentes en el país. La empresa real es sólo un punto de partida o de ayuda en el proceso de creación de la empresa modelo y es tarea del Consultor hacer su mejor esfuerzo para establecer las características que tendría esta empresa teórica.

La realización adecuada de estos cálculos resulta vital para que la empresa real no tenga rentas económicas derivados de aspectos mal calculados en la empresa modelo o bien que tenga pérdidas patrimoniales.⁴³ En efecto, como explican los *TdR* en Perú.

⁴² Para la conformación de la empresa modelo y la determinación de las tarifas no se considera la historia de la empresa real. La empresa modelo se rehace para cada período tarifario. Como ejemplo, véase el art 30 C, inciso 2 de la Ley de Telecomunicaciones en Chile que indica que “el calculo considerará el diseño de una empresa eficiente que parte de cero”, lo que representa un desligamiento con la empresa real como referente para el cálculo tarifario. Vid., FUENTES, Fernando y SAVEEDRA, Eduardo, *Un análisis comparado de los Mecanismos de regulación por empresa eficiente y Price Cap*, Agosto 2007, p. 5.

Según dice Quiroz, “como la empresa se modela partiendo desde cero, las tarifas son teóricamente, las justas y necesarias para inducir a un nuevo inversionista o entrante a realizar todas las inversiones necesarias para echar a andar el servicio. Por otra parte, como las tarifas se dejan fijas durante un período determinado de tiempo, en dicho lapso, la empresa real tiene incentivos a bajar costos ya que captará toda la ganancia de dicha baja de costos para sí, independientemente de si parte o no se encuentre alineada con los costos de la empresa modelo”. Vid., QUIROZ, Jorge, *Temas bajo análisis en modelo de empresa eficiente, informe final*, Agosto de 2006, p. 9.

⁴³ Son ejemplos de rentas injustificadas a favor de la empresa prestataria, y por tanto supone que los consumidores estarían pagando una mayor tarifa que los costos reales, el caso de plusvalía de los activos o ciertos activos específicos cuyo costo de reposición crece

La Empresa real no tiene necesariamente las instalaciones adaptadas a la demanda en extensión de redes y capacidad, en cambio para la empresa modelo se deben considerar inversiones adaptadas técnica y económicamente a la demanda. Se entiende por instalaciones de distribución adaptadas a la demanda aquellas que son el resultado de un sistema eléctrico optimizado (que incluyen inversiones y costos de operación y mantenimiento y pérdidas), bajo el criterio de costo mínimo cumpliendo las exigencias de calidad de producto y suministro del servicio eléctrico de tal forma que exista correspondencia de equilibrio entre el diseño de las redes e instalaciones de distribución y la demanda.

En base a una recopilación de la información de la empresa real, para la elaboración de la empresa modelo, se procede a considerar —de un modo muy detallado—: (i) las características geográficas, demográficas y tecnológicas⁴⁴ donde actúa la empresa; (ii) la proyección de la demanda⁴⁵ (iii) el esquema de instalaciones; (iv) el esquema organizativo o administrativo.

Se ha reconocido que la aplicación de este método, brinda *ciertas ventajas* frente a otros, como ser: (i) que dicho método, no requiere de la existencia de otras empresas que operen en el sector; (ii) el método da menos incentivos a la empresa real a sobre invertir durante el período tarifario.⁴⁶

Se ha dicho, con carácter general que el método de la empresa modelo puede traer el riesgo de expropiaciones, *“pues siempre puede postularse que la empresa modelo es artificialmente eficiente de todo punto de vista y por esa vía extraer el justo retorno al capital a una empresa que ya ha incurrido en costos hundidos de envergadura”*.⁴⁷

Pero también, la doctrina económica destaca la existencia de ciertos problemas en la aplicación de este modelo o sistema de regulación, cuan-

con el correr del tiempo. *Vid.*, SÁNCHEZ, José Miguel y CORIA, Jessica, *Definición de La Empresa Modelo en la Regulación de Monopolios en Chile*, p. 6.

⁴⁴ En la elección de la tecnología o dentro de las opciones tecnológicas se debe adoptar entre la que se encuentre disponible en el mercado nacional o internacional en la medida que esta última sea adaptable a las condiciones locales.

⁴⁵ En la discusión sobre la proyección de la demanda, existen posiciones tirantes entre la empresa y el regulador por cuanto los procesos de revisión tarifaria fijan un precio máximo (“price cap”) y no un ingreso máximo global (“revenue cap”) para la empresa, de modo que los ingresos de la empresa terminan siendo sensibles a la adecuada proyección de la demanda.

⁴⁶ FUENTES, Fernando y SAVEEDRA, Eduardo, *Un análisis comparado de los Mecanismos de regulación por empresa eficiente y Price Cap*, Agosto 2007, pp. 7 a 9.

⁴⁷ QUIROZ, Jorge, *Temas bajo Análisis en el modelo de empresa eficiente*, Informe Final, Agosto de 2006, pp. 9 y 10.

do se considera que el inicio de las operaciones ocurren al comienzo del período tarifario y que se refieren a: (i) el tratamiento que se le da a los activos obsoletos de la empresa real por desarrollos tecnológicos;⁴⁸ (ii) la existencia de *plusvalía* en algunos activos de la empresa real;⁴⁹ (iii) los cambios en la normativa;⁵⁰ (iv) las indivisibilidades de algunas inversiones relevantes, que pueden no tener una remuneración adecuada pues el diseño de la empresa modelo es por el plazo de cinco años, de forma que lo hace a escala intermedia y ficticia.⁵¹

⁴⁸ El problema se plantea pues los activos reales de la empresa tienen por lo general una mayor vida útil que el período durante el cual se fijan las tarifas, por ello la presencia en la empresa modelo de innovaciones tecnológicas, suponen que la empresa modelo tendrá menores costos en las sucesivas revisiones tarifarias y por tanto no se estaría reconociendo adecuadamente en la tarifa, ciertas pérdidas patrimoniales que tendría la empresa real. En Chile se ha adoptado el criterio de tomar los activos a valor económico, discutiéndose si el valor es de reposición o de sustitución, ya que mientras en el primer caso consiste en considerar lo que costaría en el momento de revisión tarifaria, construir las mismas instalaciones, en el segundo caso considera el valor de las mismas con las tecnologías más recientes. *Vid.*, SÁNCHEZ, José Miguel y CORIA, Jessica, *Definición de La Empresa Modelo en la Regulación de Monopolios en Chile*, pp. 7-9.

⁴⁹ El problema de la plusvalía de los activos suele darse en materia de terrenos, inmuebles o derechos o licencias, ya que se plantea a los efectos de la empresa modelo si estos activos deberán valorarse al precio del mercado al momento del cálculo tarifario o al de su adquisición, lo que según el caso podría producir una transferencia de renta de los consumidores a la empresa. “*El uso de precios de mercado que crecen en cada fijación con motivo de la plusvalía, no influida por las acciones de la empresa, podrían significar una transferencia de renta de los consumidores a la empresa, toda vez que la “empresa modelo” debe, en cada fijación tarifaria, simular que vuelve a adquirir sus activos a precio de mercado*”. *Vid.*, QUIROZ, Jorge, *Temas bajo análisis en modelo de empresa eficiente, informe final*, Agosto de 2006, p. 3.

⁵⁰ El problema se traduce en que la empresa modelo asume el cumplimiento de normas desde el inicio del período tarifario, mientras que la empresa real cuenta con tiempos en el cumplimiento de las mismas, lo que podría generar unas rentas injustificadas durante ese plazo que cuenta la empresa prestataria para dar debido cumplimiento. *Vid.*, SÁNCHEZ, José Miguel y CORIA, Jessica, *Definición de La Empresa Modelo en la Regulación de Monopolios en Chile*, p. 6.

⁵¹ “El uso de un horizonte de fijación tarifaria distinto a lo que sería un horizonte óptimo de planeación de largo plazo, generaría una distorsión que resultaría en una rentabilidad para el regulado distinta a la que se persigue en el proceso tarifario. En particular, si el período de fijación es inferior al óptimo, el contexto de un crecimiento secular en la demanda, solamente se le reconocería a la empresa las inversiones necesarias para atender la demanda del período de fijación, no pagándosele las inversiones mayores que en la realidad debe hacer ya que resulta óptimo muchas veces planificar a plazos mayores”. *Vid.*, QUIROZ, Jorge, *Temas bajo análisis en modelo de empresa eficiente, informe final*, Agosto de 2006, p. 3, y también SÁNCHEZ, José Miguel y CORIA, Jessica, *Definición de La Empresa Modelo en la Regulación de Monopolios en Chile*, p. 3.

III. TARIFAS E INGRESOS TARIFARIOS: ACTIVIDAD REGLAMENTARIA Y DERECHOS PATRIMONIALES

1. La aprobación de las tarifas

La legalidad de las tarifas ha planteado la naturaleza contractual o reglamentaria de las tarifas.⁵² Hemos visto que una de las características que han de reunir las tarifas es la legalidad que se refiere al mecanismo y la autoridad que ha de aprobar las mismas confiriendo al Estado, el ejercicio de una facultad reglamentaria y no contractual. Los tribunales argentinos han manifestado este último criterio al decir:

Las tarifas no son producto de la voluntad del concesionario, pues deberán ser aprobadas por el poder administrador mediante un acto de administración denominado homologación. Las tarifas sin este acto homologatorio no tienen legitimidad” (CSJN, 197:518; 215:280; 231:311).⁵³

La mayoría de las legislaciones en Latinoamérica determinan que la aprobación de las tarifas se lleva a cabo por el organismo regulador.

2. Los ingresos tarifarios como derechos patrimoniales de la empresa prestataria

El carácter de los derechos patrimoniales de las empresas derivados de contratos con el Estado, ha sido un tema muy discutido, en los países latinoamericanos. Esta definición nació en Argentina, a partir de lo dispuesto por la Constitución en materia de propiedad y de la definición del término propiedad a nivel constitucional que ha dado la Corte Suprema de ese país. En ese sentido, la Constitución argentina declara que: *“la propiedad es inviolable y nadie puede ser privado de ella sino por sentencia fundada en ley. La expropiación por causa de utilidad pública debe ser calificada por ley y previamente indemnizada”*.

Por su parte, la Corte Suprema en Argentina ha definido dicho término del siguiente modo:

⁵² Ver la posición de Cassagne Juan Carlos, en *Los marcos regulatorios de los servicios públicos y la inserción de la técnica contractual*, LL 12/09/94, p. 3.

⁵³ CS, 1999/12/07. Fernández, Raúl C., *Poder Ejecutivo Nacional —La Ley— (t. 2000-A)*, p. 178, incluso en la causa “Ventafrida, Víctor c. Cía. Unión Telefónica” (Fallos 184:306. La Ley, —15.713—) ha indicado que, tratándose de un servicio “cuya explotación se confiere por el estado en forma de franquicia, concesión o privilegio, la única defensora del público llamado a usar de él consiste en el contralor permanente de aquel sobre los precios, por medio de las tarifas. Es por eso que ninguna tarifa tiene validez legal sin una ley o decreto que la autorice, pero una vez establecida ella es obligatoria para el público y para el concesionario”.

[...]el término propiedad, cuando se emplea en los arts. 14° y 17° de la Constitucional Nacional o en otras disposiciones de ese estatuto, comprende todos los intereses apreciables que un hombre puede poseer fuera de sí mismo, fuera de su vida y de su libertad. Todo derecho que tenga un valor reconocido como tal por la ley, sea que se origine en las relaciones de Derecho Privado, sea que nazca de actos administrativos (derechos subjetivos, privados o públicos), a condición de que su titular disponga de una acción contra cualquiera que intente interrumpirlo en su goce, así sea el Estado mismo, integra el concepto constitucional de `propiedad'. Los derechos emergentes de una concesión de uso sobre un bien público (derecho a una sepultura) o de las que reconocen como causa una delegación de la autoridad del Estado a favor de los particulares (empresas de ferrocarriles, tranvías, luz, electricidad, teléfonos, explotación de canales, puertos, etc.) se encuentran protegidos por las garantías consagradas en los arts. 14° y 17° de la Constitución Nacional como pudiera estarlo el titular de un derecho real de dominio (...) el principio de la inviolabilidad de la propiedad, asegurado en términos amplios por el art. 17° , protege con igual fuerza y eficacia tanto los derechos emergentes de los contratos como los constituidos por el dominio o sus desmembraciones”.

El tema que se plantea entonces es determinar si las tarifas para la empresa prestataria es un derecho emergente del contrato de concesión con el Estado, de modo que la determinación de las mismas requiera del consentimiento del concesionario y, por tanto, la naturaleza de las tarifas sería de carácter contractual y no reglamentario. Algunos autores han considerado una naturaleza mixta. Pero, por lo visto en el apartado anterior a la luz de los marcos regulatorios no es ni contractual, ni mixta, la naturaleza de la facultad de fijar las tarifas, desde el momento que la aprobación de las mismas se sujeta a los organismos regulatorios o a organismos dependientes de la Administración Central, como ocurre en México con las tarifas eléctricas, es netamente una actividad reglamentaria.

Una excelente explicación sobre estos temas con carácter general, la hace Juan Carlos Cassagne, al enseñarnos que “*Uno de los grandes triunfos de la Revolución Francesa ha sido consagrar la superioridad de la ley (voluntad soberana e infalible del pueblo) por sobre la estabilidad del contrato, aplicando a contratos vigentes celebrados con anterioridad. Tal situación, no es en términos absolutos, y por ello, el principio de la soberanía de ley por sobre los contratos, fue reconociendo ciertas atenuaciones (como los derechos adquiridos, la teoría del hecho del príncipe, entre otros)*”.⁵⁴ Las teorías desarrolladas por la doctrina jurídica han transcurrido entre la intangibilidad del contrato, (lo que supone obtener el consentimiento de la otra parte para la modificación o la determinación de las ta-

⁵⁴ CASSAGNE, Juan Carlos, *Los marcos regulatorios de los servicios públicos y la inserción de la técnica contractual*, LL 12/09/94, p. 3.

rifas) y la mutabilidad del mismo (en la que la función soberana del Estado, admite cualquier decisión siempre indemnizando a la empresa). Ciertos autores sostienen que el punto de equilibrio estaría dado en que el Estado garantiza la intangibilidad de la ecuación económica financiera del contrato (concesión), o los derechos patrimoniales emergentes de los contratos (y no el contrato mismo), lo que brindará estabilidad a los pactos, entre ellos a los ingresos tarifarios que ha de percibir la empresa prestataria del servicio. En efecto, el contar con un ingreso tarifario que cubra el costo económico razonable y eficiente del servicio es un derecho intangible de la empresa que forma parte de la ecuación económica financiera del contrato de concesión y por tanto, es un derecho de carácter patrimonial del concesionario, tal como lo explica Carlos Botassi.

La intangibilidad no protege la intangibilidad de los pactos sino la incolumidad del patrimonio en sentido general, es decir, de la propiedad cuando ésta sufre disminución particular o especial por utilidad pública. En resumidas cuentas, lo intangible no son los contratos sino los derechos patrimoniales, aunque a través de la protección de éstos se proteja también, indirectamente, la estabilidad contractual. Los derechos contractuales pueden comprimirse por razones de emergencia pública a condición de que ésta sea transitoria y no aniquile o destruya los derechos, porque cuando esto ocurre se configura una suerte de confiscación patrimonial prohibida expresamente por la Constitución, como acontece en todos los países civilizados.⁵⁵

De lo visto hasta aquí, el cálculo y la aprobación de las tarifas es una función netamente reglamentaria del organismo regulador del servicio, la

⁵⁵ BOTASSI, Carlos, *Contratos públicos y emergencia estatal*, LL, p. 11. La doctrina de la Corte Suprema de Justicia de Argentina consagró la imposibilidad de vulnerar derechos adquiridos aunque medie una declaración de emergencia. “*Como principio, cuando bajo la vigencia de una ley el particular ha cumplido todos los actos y condiciones sustanciales y los requisitos formales previstos en ella para ser titular de un determinado derecho, debe considerarse que hay derecho adquirido, porque la situación jurídica general creada por esa ley se transforma en una situación jurídica concreta e individual en cabeza del sujeto que, como tal, se hace inalterable y no puede ser suprimida por ley posterior sin agravio de derecho de propiedad consagrado por el art. 17 de la Constitución Nacional [...] Además, es menester poner de resalto que el fundamento de las normas de emergencia es la necesidad de poner fin o remediar situaciones de gravedad que obliguen al Estado a intervenir en el orden patrimonial, fijando plazos, concediendo esperas, como una forma de hacer posible el cumplimiento de las obligaciones, a la vez que atenuar su gravitación negativa sobre el orden económico institucional y la sociedad en su conjunto (Fallos 136: 161). Pero esa sola circunstancia no es bastante para que las normas dictadas repugnen al texto constitucional. La restricción que impone el Estado al ejercicio normal de los derechos patrimoniales debe ser razonable, limitado en tiempo, un remedio y no una mutación en la sustancia o esencia del derecho adquirido por sentencia o contrato, y está sometido al control jurisdiccional de constitucionalidad, toda vez que la situación de emergencia, a diferencia del estado de sitio, no suspende las garantías constitucionales” CS, CASSIN, Jorge; 31/10/94, LA LEY, 1995-C, 495.*

cual se debe llevar a cabo conforme a las condiciones que se establecen en los marcos regulatorios para tal fin. No obstante, los ingresos que debe percibir la empresa prestataria del servicio, bajo el concepto de tarifa, constituyen un derecho patrimonial de la misma, el cual tiene que ser considerado como un derecho de propiedad y, por tanto, merece toda la protección constitucional que cada país reconoce a este derecho. Por ello, cuando la tarifa reconocida no permite un retorno de la inversión que sea razonable o no reconoce costos eficientes como para la prestación adecuada del servicio, lo que se produce es una expropiación del derecho de propiedad de la empresa prestataria del servicio de distribución eléctrica o una discriminación si se ha reconocido a unos y no a otros prestatarios del servicio. De allí la importancia que tiene los mecanismos de resolución de controversias para poner fin a los conflictos que podrían suscitarse entre la empresa prestataria del servicio y el organismo regulador, aspecto que analizaremos a continuación.

IV. LOS MECANISMOS DE RESOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

Las revisiones tarifarias por lo general han demostrado ser un tema altamente conflictivo. La posibilidad que brindan los métodos regulatorios de tarificación para la generación de conflictos entre las partes es realmente alta, siendo un aspecto muy relevante lo que puede ocurrir en el futuro, dada la evolución tecnológica. Los aspectos más controvertidos en los procesos son —especialmente en el método de la empresa modelo—: la estimación de demanda, la designación de áreas tarifarias, el concepto de empresa modelo o eficiente, la asimetría en la información, la designación de perito y la no vinculación de su pronunciamiento, la intendencia de la empresa real en el diseño de la empresa modelo y la tasa de retorno. A tal fin analizaremos los mecanismos previstos en la legislación local y en los mecanismos de carácter internacional.

1. La resolución de controversias en la legislación local. Distintas alternativas

Transcurrido el proceso de revisión tarifaria y, en su caso, aprobadas las tarifas por la autoridad competente resulta relevante que las legislaciones fijen los mecanismos para resolver las controversias que se puedan suscitar respecto de las divergencias que existan entre las partes o bien sobre la aprobación misma de las tarifas. En este sentido, las soluciones que brindan los marcos regulatorios no son homogéneas y que podemos clasificar en: *a) aquellas de carácter administrativo y judicial y b) aquellas de carácter extrajudicial.*

En el primer grupo, los mecanismos se traducen en la posibilidad de acudir a las típicas vías administrativas como son los recursos administrativos de *reconsideración*, (es decir ante la misma autoridad que estableció las tarifas) o el recurso de *apelación o revocatoria*, (es decir ante una dependencia de una autoridad administrativa jerárquicamente superior como suele ser la Administración central respecto de los organismos de regulación).⁵⁶ Conforme a la experiencia existente en las últimas dos décadas en países latinoamericanos, esta última solución ha sido más burocrática que efectiva con el consiguiente “*riesgo de politización*” de un tema tan esencial como lo es la tarifa eléctrica. En estos casos, es finalmente el Estado quien se pronuncia sobre las tarifas que se tienen que aprobar. A posteriori de poder acudir a las vías administrativas, las empresas pueden acudir a las vías judiciales previstas en cada país, ya sea mediante los juicios de conocimiento o bien mediante acciones más expeditivas como es la acción de amparo.⁵⁷

En un segundo grupo, están los mecanismos de carácter extrajudicial donde se establece la intervención de órganos *sui generis* como las denominadas *Comisiones de Expertos*, tal como lo reconoce la legislación chilena, la que ha dado resultados muy satisfactorios, por considerarlo un mecanismo eficiente para la resolución de disputas y donde se disminuye el riesgo regulatorio del sector, lo que a la postre va en beneficio de los usuarios.

Este mecanismo plantea varios aspectos a conocer: *a) el primero*, sobre el carácter vinculante de su pronunciamiento, sin el cual perdería mucho el sentido de la conformación de esta instancia; *b) el segundo*, se refiere al alcance de su pronunciamiento, es decir si su pronunciamiento se concreta en resolver discrepancias que se susciten entre el regulador y la empresa con anterioridad a la aprobación tarifaria o si puede adoptar posición intermedias a las manifestadas por las partes o si incluso sus facultades le permiten fijar las tarifas que considere razonables y eficientes; y *c) el tercero* se refiere a la posibilidad de las partes de acudir a la vía judicial en caso que hubiera mediado un error manifiesto en el pronunciamiento de la Comisión Pericial. Los marcos regulatorios que han creado

⁵⁶ En el Reino Unido, las divergencias que tenga la empresa prestataria contra el ente regulador, se ventilan ante la *Monopolies and Mergers Commission*.

⁵⁷ Se advierte que no solo la empresa prestataria puede acudir a estas vías, pues en ciertas ocasiones las mismas fueron aprovechadas por organismos de representación colectiva o de intereses difusos para legitimarse activamente en esta materia como ha sido el Defensor del Pueblo en Argentina o el Procurador de los Derechos Humanos en Guatemala, especialmente en ambos casos para oponerse a la aprobación de las tarifas que determinaron los organismos reguladores.

este tipo de Comisiones, han buscado una garantía de independencia para la resolución de los conflictos tarifarios.⁵⁸

Existe incluso alguna legislación donde se mezcla los mecanismos de vía administrativa y el extrajudicial, como ocurre en la legislación Guatemalteca, donde se prevé la intervención de una Comisión Pericial para que actúen resolviendo las divergencias que se susciten entre las partes con anterioridad a la aprobación tarifaria y sin tener capacidad de fijar las tarifas, tal como ocurre en Guatemala. Una vez aprobadas las tarifas por la autoridad competente, se encuentra habilitadas para las empresas la vía administrativa y judicial.

2. La resolución de controversias en la legislación internacional. Los tratados

Fuera del orden de la legislación local, los temas vinculados a tarifas también fueron tratados mediante mecanismos de resolución de controversias de índole internacional, como lo son *los Tratados de Protección Recíproca de Inversiones* donde las discusiones no se tratan concretamente respecto de la aprobación misma de las tarifas sino respecto del carácter *expropiatorio o discriminatorio* que puede reunir una determinada aprobación por parte del Estado.

A partir de la década de 90, se suscribieron los Tratados, mediante los cuales los países receptores de la inversión se comprometen a un comportamiento internacional, muchos de los cuales asumieron la sujeción al CIADI,⁵⁹ especialmente los Tratados entre España y países latinoamericanos⁶⁰

⁵⁸ Así por ejemplo, en el sector sanitario en Chile, se crea la Comisión de Expertos que tiene la facultad legal de dirimir dichos conflictos, el cual está conformado por tres miembros y que cuenta con un mes para pronunciarse y fijar las tarifas, para lo cual incluso podrá modificar parámetros distintos de aquellos sobre los que verse la divergencia, si así lo requiere la consistencia global de la estructura tarifaria (art 8° DS N° 453). En ese sentido, dichos mecanismos deben medir la rapidez en la solución del conflicto, el conocimiento adecuado de quienes tienen la responsabilidad de poner fin a la controversia y la independencia.

⁵⁹ Se trata de los “*Convenio sobre arreglo de diferencias relativas a inversiones entre estados y nacionales de otros estados*”, de manera que las diferencias que surjan entre inversionistas extranjeros que pertenezcan a Estados que han suscrito dicho convenio y el Estado de Chile pueden resolverse conforme al procedimiento del “*Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones*” (CIADI), organismo dependiente del Banco Mundial.

⁶⁰ El Reino de España ha celebrado Acuerdos o Tratados para la Protección o Promoción Recíproca de Inversiones (APPRI) con los siguientes países; (i) Argentina, el cual fue aprobado por la Ley 24118 (ii) Bolivia, que fue publicado en la Gaceta 2404 de Bolivia y aprobado por la Ley 2360 (iii) Colombia, aprobado mediante la Ley 1069 de 2006 (iv) Costa Rica, aprobado mediante la Ley 7869 (v) Guatemala, aprobado mediante Decreto Número 42-2003 (vi) México, publicado en el Diario oficial el 19 de Mayo del 2008 (vii) Nicaragua, aprobado mediante Decreto No. 4-95 el 31 de Enero de 1995 y Publicado en La Gaceta No. 21 del 31 de Enero de 1995 (viii) Perú, aprobado mediante Decreto Supremo No. 1-95-RE y publicado en

y de estos países con Estados Unidos.⁶¹ Los Tratados establecieron los siguientes compromisos del país receptor de la inversión, las que se evalúan bajo las reglas del Derecho Internacional: (i) Un trato justo y equitativo, es decir evitar la discriminación.; (ii) Brindar protección y seguridad jurídica en el territorio del país de la inversión; (iii) No discriminación respecto de otras inversiones extranjeras.; (iv) Trato no menos favorable que los inversores nacionales, el cual cobra importancia frente a las restricciones locales para sectores limitados a los extranjeros, especialmente cuando los tratados internacionales tienen jerarquía superior a las leyes; (v) Nación más favorecida. Las ventajas obtenidas por un país extranjero se aplican a los demás, siendo de aplicación automática.

En materia de protección y seguridad los Estados se obligan a otorgar “*plena protección y seguridad*” a las inversiones efectuadas por inversores extranjeros, “*conforme al derecho internacional*”. Bajo las reglas del derecho internacional, protección y seguridad plena es un principio que tiene su origen en los Tratados de Amistad, Comercio y Navegación modernos y que, “*sirve para ampliarlas obligaciones que la partes han adquirido*” e implica un estándar general de acuerdo al cual es Estado anfitrión debe “*ejercer la debida diligencia para la protección de la inversión extranjera*”.⁶² La mayoría de los tratados bilaterales de inversión generalmente combinan la obligación de otorgar plena protección y seguridad a las inversiones con la de tratamiento justo y equitativo, formando ambas el estándar mínimo de trato que el Estado puede conceder a un inversor extranjero. El tribunal en el caso de Metalcard, por ejemplo, consideró que no se le otorgó a la inversión de esta empresa un justo trato y equitativo y que por tanto México violó el artículo 1105(1) del Tratado de Libre Comercio con America del Norte (“*TLCAN*”), que establece que “*cada una de las Partes otorgará a las inversiones de los inversionistas de otra Parte, trato acorde con el derecho internacional, incluido trato justo y equitativo, así como protección y seguridad plenas*”. En el laudo entre Emilio Agustín Mazzefini y el Reino de España, por su parte, el tribunal estableció que las medidas expropiatorias realizadas por España en perjuicio del inversor representaban “*un incumplimiento por parte de España de su obligación de proteger la inversión*”.

el Diario Oficial El Peruano el 8 de enero de 1995 (ix) Republica Dominicana, aprobado mediante Resolución No. 14-96, publicado en la Gaceta Oficial 9934, y (x) Uruguay, aprobado mediante la Ley 16,444.

⁶¹ Los Estados Unidos de America ha celebrado Acuerdos o Tratados para la Protección o Promoción Reciproca de Inversiones (APPRI) con los siguientes países; (i) Argentina, aprobado mediante Ley 24,124 (ii) Bolivia, el cual fue aprobado mediante Ley 1998 del 29 Julio 1999 y publicado en la Gaceta N° 2160 (iii) México, que fue publicado en el Diario oficial el 19 de Mayo del 2008 y (iv) Uruguay, aprobado mediante la Ley 17943.

⁶² DOLZER y STEVENS, *Bilateral Investment Treaties*, 61.

En materia de medidas discriminatorias, los Tratados suelen incluir que los Estados “no obstaculizarán mediante medidas carentes de fundamento legal o discriminatorias, la gestión, el mantenimiento, el desarrollo, la utilización, el disfrute, la extensión, la venta ni, en su caso, la liquidación de tales inversiones”. En el laudo ARB/95/3 de Antoine Goetz y Co. Versus la Republica de Burundi, el tribunal estableció que “una discriminación supone la aplicación de un trato diferente a personas que se encuentran en situaciones semejantes”. En 1993 la Organización para la Cooperación Económica y Desarrollo revisó el examen de “situaciones semejantes”, en los siguientes términos: “la comparación entre empresas controladas por extranjeros es sólo válida si se hace entre empresas que operen en el mismo sector. Consideraciones más generales, así como los objetivos en las políticas de los países miembros, pueden ser tomadas en cuenta para definir las circunstancias en las cuales la comparación entre empresas controladas por extranjeros y empresas domesticas es permisible hasta en tanto esos objetivos no sean contrarios al principio de trato nacional”.⁶³

V. REFLEXIONES FINALES Y CONCLUSIONES

Luego del análisis realizado, se podría concluir en lo siguiente:

1. La eficiencia en los costes del servicio, entendido como la meta de obtener progresivas reducciones en el costo del mismo y la atracción de capitales podrían parecer conceptos opuestos. No obstante no lo son. Es cierto que obtener eficiencias para luego transferirlas a los usuarios no genera un buen atractivo para radicar capitales en el sector eléctrico que es de inversión intensiva. No obstante, ambos objetivos es una responsabilidad estatal ineludible en su responsabilidad de dar la prestación en los servicios públicos. No encontrar un justo equilibrio entre uno y otro concepto puede generar que la tarifa no sea justa o razonable con los requerimientos para la prestación del servicio.
2. La utilización de los sistemas regulatorios de tarificación no han mostrado ser perfectos y por tanto, presentan falencias en las señales económicas que pretenden brindar y en todos los casos requieren del regulador el ejercicio de ciertas actuaciones o consideraciones que se traducen en facultades discrecionales, que pueden poner en riesgo la proporcionalidad y justicia de las tarifas que se aprueben tal como lo requieren los ordenamientos legales en la materia.

⁶³ Ver laudo parcial de Arbitraje bajo TLCAN entre S. D. Myers y el Gobierno de Canadá, p. 17.

3. La asimetría en la información, cualquiera sea el modelo de regulación no ha tenido una solución definitiva, no obstante existir en la doctrina económica ciertas propuestas que reducirían aun más ese desfase en la información.⁶⁴
4. Considerando la cantidad de apreciaciones subjetivas que se presentan en cada período tarifario —y la experiencia demuestra que se han cambiado criterios de un período tarifario hacia otro—, y el modo en que se revisan las tarifas, existe un mayor riesgo de no alcanzar la previsión y certeza que se necesitan en estos negocios que son de capital intensivo y de recuperación de largo plazo, dando lugar a lo que la doctrina económica denomina “oportunismo del regulador”, el cual por el carácter masivo del consumo genera una presión político-social, para reducir las tarifas o que estas no reflejen el costo eficiente.
5. Ninguno de los modelos regulatorios de tarifas es definitivamente mejor que los otros. Los modelos regulatorios de determinación de precios o tarifas, sin duda deben ser valorados según el contexto histórico en que fueron haciendo y la realidad económica del momento en que nacieron. En ese sentido, los modelos regulatorios, que lejos están de ser considerados perfectos, vinieron a resolver problemas en momentos específicos y luego perduraron en el tiempo, enseñando sus falencias. El método de *rate of return* ha sido mas propicio en tiempos donde se requiere una inversión intensiva en capital y de allí que el mismo ponga más énfasis en la tasa de retorno en desmedro de no establecer las señales económicas, adecuadas en relación a la eficiencia. Los modelos regulatorios por incentivos o para la competencia pretenden obtener mayores eficiencias en el servicio pero aumentando el riesgo de la empresa.
6. El método que más resolvería el problema de la información asimétrica es el de la empresa modelo o eficiente, pero al mismo tiempo también es un modelo que por su diseño podría invitar al oportunismo del regulador. En efecto, prescindir de los costos reales de la empresa prestataria tiene la enorme ventaja que el regulador no tenga que discutir sobre las decisiones de gestión adoptadas por las empresas prestatarias del servicio. Por tanto, las consideraciones que se realicen sobre la razonabilidad y eficien-

⁶⁴ Según cita, GÓMEZ LOBO y VARGAS, Laffont y Tirole han realizado un exhaustivo análisis sobre cual sería la regulación óptima que permita reducir el campo de la información asimétrica. Para ello, debería establecerse mecanismos de acuerdo entre la empresa y el regulador en cuanto al modelo de tarificación, pues ello permitiría inducir a la empresa a declarar verdaderamente la información necesaria para las tarifas. Ver GÓMEZ LOBO, Andrés y VARGAS, Miguel, *La regulación de las empresas sanitarias en Chile: una revisión del caso de EMOS y una propuesta de reforma regulatoria*, p. 19.

cia de las tarifas están sometidas a un alto grado de subjetividad de la autoridad competente. No obstante, esa subjetividad no encuentra un refugio adecuado en el interés general, ni en los aspectos políticos y sociales que se relacionan con el sector eléctrico, para actuar sin fundamento alguno.

7. El mencionado riesgo se potencia en mayor medida si se combinan dos factores que son: *a)* cuando el modelo regulatorio facilita el oportunismo del regulador que mediante el ejercicio de facultades discrecionales le permiten no reconocer el costo económico del servicio que tiene la empresa; y *b)* cuando el modelo por pretender no discutir las decisiones de la empresa sobre el modo de gestionar el servicio, prefieren en cada período tarifario reconstruir las bases del servicios eléctrico, mediante empresas “ficticias” o mecanismos que le permiten hacer consideraciones subjetivas con demasiada amplitud sobre dicha empresa ficticia.
8. Dada las experiencias existentes y considerando la evolución tecnológica se puede afirmar que la razonabilidad y la eficiencia de las tarifas son dos conceptos dinámicos cuya determinación se realiza en el cada período tarifario. En función de esta variabilidad, la razonabilidad y eficiencia dependerá de la concepción que al respecto tengan a las personas que ejerzan el poder del Estado ejercido en base a una correcta interpretación de lo dispuesto en los marcos regulatorios y considerando especialmente las necesidades de atender el servicio y la evolución tecnológica. Por ello resulta muy difícil sostener que un nivel tarifario establecido en un período anterior debe ser replicado en el período siguiente.
9. La utilización de consultores para la elaboración de los estudios para regular las tarifas, constituye una herramienta importante para mantener esa previsibilidad y certeza, por cuanto se presume una actuación más independiente de las cuestiones de orden socio-políticas que puedan tentar a los gobiernos de turno a no reconocer adecuadamente costos eficientes. No obstante, no lo excluye definitivamente.
10. Es indudable que los ingresos provenientes de las tarifas —tal como debieran reconocerse en base a lo dispuesto en los marcos regulatorios de cada país, constituyen un derecho patrimonial de la empresa, que constitucionalmente merecen la misma protección que el derecho de propiedad, tanto en el ordenamiento local o mediante mecanismos de resolución de controversias de orden internacional. De allí que la actuación de los organismos reguladores o del Estado cuando no reconocen tarifas razonables y eficientes constituyen actos de expropiación o de discriminación para las empresas encargadas del servicio.

72 BCA.


SEGUNDA PARTE

MODELOS COMPARADOS

A. HIDROCARBUROS

74 BCA.

NATIONAL OIL COMPANIES AND INTERNATIONAL OIL AND GAS TRADE



**Michelle Michot Foss, Miranda Ferrell,
Gürcan Gülen, Dmitry Volkov,
Ruzanna Makaryan***
[Estados Unidos]

* Respectively: chief economist and head (Ph.D.), senior researcher, senior energy economist (Ph.D.), energy analyst, senior energy analyst at Center for Energy Economics, Bureau of Economic Geology-Jackson School of Geosciences, The University of Texas at Austin. This chapter includes results from collaborative research with the World Bank. Co-author is Ms. Silvana Tordo, lead energy economist, Oil, Gas & Mining Policy Division. See A Citizen's Guide to National Oil Companies (Parts A and B) and other resources at <http://web.worldbank.org/nocs> and <http://www.beg.utexas.edu/energyecon/nocs/index.php>.

Resumen

Las Empresas Petroleras Estatales (NOC) son el nexo de la dinámica de los energéticos entre actores nacionales, regionales e internacionales. Las NOC han permanecido como un elemento fijo y prominente en la estructura de la industria petrolera mundial. Sin embargo, el panorama de las NOC cambia de forma intrigante y dramática en la medida en que los gobiernos soberanos se esfuerzan por integrar nuevos riesgos y fuentes de incertidumbre inmanentes en la arena energética global. Un estudio llevado a cabo por los autores en conjunto con el Banco Mundial arrojó una relación fuerte entre las medidas implementadas por la NOC y las políticas generales de gobierno corporativo, gobierno del sector público y régimen fiscal de sus países de origen. Los resultados de este estudio aportan elementos a considerar para los regímenes jurídicos, de política pública y de adopción de mejores prácticas para el sector hidrocarburos. También señalan los retos a los que en el futuro se sujetará este sector.

Abstract

National oil companies (NOCs) serve as a nexus between local (national), regional and global energy dynamics. NOCs remain a fixed and prominent feature of global oil and gas industry organizational structure. However, the NOC landscape is changing in dramatic and intriguing ways as NOCs and their sovereign governments work to accommodate both intrinsic and new sources of risk and uncertainty in the global energy arena. A survey of NOCs conducted by the authors and World Bank staff demonstrates strong linkages between NOC performance measures and corporate governance, public sector governance and fiscal regimes in NOC home countries, and NOC commercialization. Survey results yield insights for hydrocarbon sector legal, policy and regulatory best practices as well as challenges that will be faced by NOCs as the future unfolds.

Introduction

1. GLOBAL ENERGY COMMODITIES, LOCAL MARKETS

Oil is the most global of commodities and expectations are that international trade in natural gas will continue to grow. Yet, in spite of global reach, oil and gas markets are heavily localized, dominated by policies and regulations within both net producing and net consuming countries that impact everything from pricing and demand to access for resource development and exploitation. How nation states pursue internal policy and regulatory frameworks creates extraordinary tensions between the forces of “nationalism”, “regionalism” and “globalization”, with the first largely a function of sovereign control and oversight and the last largely a consequence of the underlying economic fundamentals of the oil and gas industries. Nowhere are these tensions more evident than in the structure, function, culture and performance of national oil companies (NOCs).

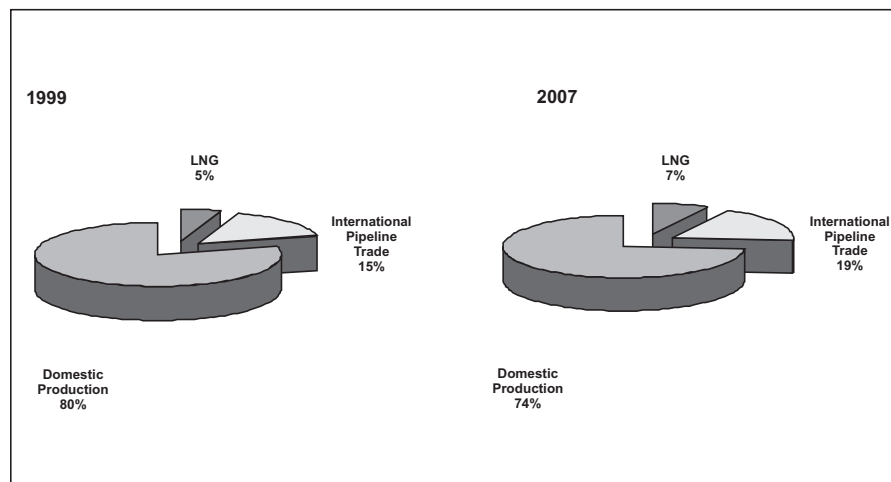
Crude oil (petroleum) and, to a large extent, petroleum products trade freely across countries and regions and internationally. Prices are largely set in open markets; bilateral transactions exist but are moderated by the huge, liquid (in terms of both numbers of participants and financial flows) trading activity for both crude oil and products and large number of cash or spot pricing points. It is routine for crude oil trading in financial or “paper” markets – that is, trading in financial derivatives (futures and options contracts and variants) – to exceed by three, four or more times the size of the “physical” market (the amount of crude oil actually delivered and used in numbers of barrels; roughly 85 million barrels per day or mmb/d). The size and global scope of petroleum transactions exists largely because crude oil and petroleum products can be shipped in so many different ways (rail, truck, pipeline, barge, tanker) and relatively easily stored.

Crude oil is traded in major commodity exchanges, mainly the New York Mercantile Exchange (Nymex) and Intercontinental Exchange or ICE (which acquired London’s International Petroleum Exchange in 2001). Oil

trading is characterized by a large number of pricing points, terms and conditions that reflect locations of production relative to final markets as well as different grades of crude oil.

Natural gas, by comparison, is much more constrained. Natural gas is primarily transported via pipeline. The secondary mode is via liquefaction (chilling natural gas to liquid form) so that ship transportation is economic. Liquefied natural gas (LNG) trade has increased in recent years, but pipeline shipments continue to outstrip LNG deliveries. For a number of reasons growth in pipeline shipments is likely to continue to exceed growth in LNG, at least in volumetric terms. Natural gas consumption is growing in countries that have been net exporters, driven by the desire among those governments to capture more benefits from their resource endowments for economic development at home. Expansion of pipeline systems as part of internal market development in net exporting countries or to foster regional cross-border trade means increased pipeline shipment of natural gas, on a global scale, but also competition for feedstock for LNG deployment.

Figure 1.
Worldwide Trade in Natural Gas



Note: 1999 total consumption = 2.3 billion cubic meters or bcm and 81 trillion cubic feet or tcf; 2007 total consumption = 2.9 tcm or 103 tcf.

Sources: *BP Annual Statistical Review* and *CEE*

Natural gas also is constrained in that, unlike oil, there are fewer international pricing points. Indeed, much natural gas trade is indexed to crude oil or petroleum product prices. The United States maintains the largest number of natural gas pricing points (more than 30 market centers and hubs), with seamless trading throughout the US-Canada “common market” for energy. Pricing points have emerged in Europe (the UK’s National Balancing Point or NBP is a key indicator) but Europe pricing is constrained by the much less liberalized framework for natural gas. Natural gas commodity trading is dominated by Nymex and ICE; London and Europe are much smaller locations with respect to originations. Henry Hub (Erath, Louisiana) is the largest financial trading point for natural gas in the world and thus the location for the Nymex futures contract. Market participants closely monitor the Henry Hub cash and futures prices relative to NBP and crude oil and petroleum product prices across a large array of delivery locations.

The rapid growth in both size and scope of oil and gas trade brings these commodities inevitably closer to global currency trade and dynamics. Crude oil is priced in US dollars, a relationship that triggered increasing concern during 2008 as the US dollar declined and petroleum exporting countries and other market participants compensated by pushing oil prices higher.¹ The weak US dollar vis-à-vis the Euro led many to speculate that petroleum exporting countries would seek to re-value their oil production in the latter currency. The price of crude oil, the value of the US dollar relative to other currencies, the value of another desirable commodity – gold (in US dollars) – and other financial indicators such as interest rates move in a complex web of interactions that have great impact on all oil and gas market participants. Of importance for this chapter are the implications of these interactions for the treasuries of those governments and countries that rely most heavily on oil and gas export revenues. Again, enormous tensions exist between global forces in commodity and financial markets and local (national) goals and objectives of producing and consuming governments.

2. DRIVERS FOR GLOBAL OIL AND GAS INDUSTRY ORGANIZATION

The size and scale of petroleum and natural gas commodity markets are commensurate with the inherent risk and uncertainty associated with exploration and production (E&P) activities needed to develop these re-

¹ See, for instance, Michelle Michot Foss, “Petrodollars and Realpolitik”, *Oil & Gas Investor*, April 2008.

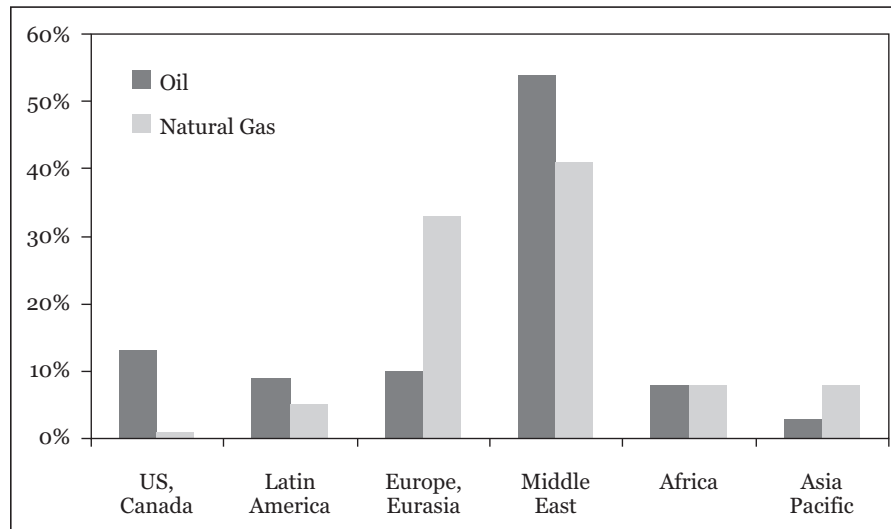
sources and deliver clean fuels derived from them. As sales and trade of crude oil, oil products and natural gas increase so must the necessary investment to replenish resource endowments and enhance infrastructure capacity. Modern E&P operations continue to grow in scope as the industry pushes into more remote and challenging frontier locations and targets. E&P activity has yielded new records in water depths for offshore drilling and completions, new technologies for drilling and handling production from distant and harsh onshore and offshore locations and new business models and partnership arrangements to spread risk.

Two factors that influence global industry organization are the geography of resource distribution and geopolitics of resource access.

Oil and Gas Resource Geography

The geography of known, proved reserves available for future supply is well documented. The dominant belt is the Petroleum Heartland, stretching from northeastern Africa across the Middle East and into the rich Central Asian and Russian basins. Other key hydrocarbon concentrations include the Gulf of Mexico, Alaska, western Canada (of growing interest for its rich oil sands deposits), Venezuela and Brazil, the Gulf of Guinea and Angola.

Figure 2.
Regional Shares of Worldwide Proved Reserves (End of 2007)



Note: Includes Canadian oil sands; world total 2.5 billion barrels of oil equivalent.

Source: Various industry sources and CEE

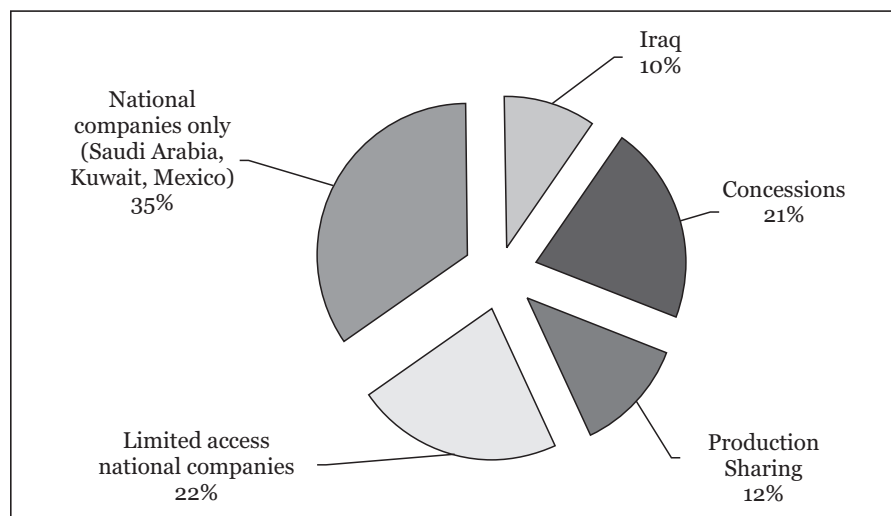
Oil and Gas Resource Access and Geopolitics

The second, more complicated factor is access to hydrocarbon reserves. Even in the US, a bastion of private ownership of sub-soil minerals and dominated by private enterprise, access is not a sure thing. Government control of roughly half of the remaining hydrocarbon resource base, mainly at the national level but including the various states, means sovereign reach with regard to hydrocarbon endowments. Considerable portions of the US (in particular offshore areas and Alaska as well as sensitive locations in the intermountain West) are blocked by laws, regulations or disposition of private landholdings through government policies (like the US Department of Agriculture's conservation and easement programs) that prevent or complicate mineral leasing.

Outside of the US, where sovereign ownership of the subsoil is pervasive, access to hydrocarbon endowments is even more limited and uneven. In the vast majority of these cases, national oil companies are the gatekeepers for resource access. Myriad laws and regulations facilitate investment flows and risk taking ventures.² The frameworks adopted by governments for E&P investment (commonly called upstream fiscal terms) tend to reflect sociopolitical, constitutional and other intrinsic features of countries and how they are organized, fundamentally, with respect to laws, administration and political institutions. Fiscal terms vary with regard to participation by the NOC; tax, royalty and other revenue formulas for sharing resource rents between host governments and investors; and contractual and commercial obligations of the respective parties. Historically, fiscal terms have waxed and waned with industry conditions, but over time, in general, host governments have commanded an increasing proportion of profits generated from upstream activities.

² For background on legal and regulatory approaches to upstream investment, see CEE's background paper, http://www.beg.utexas.edu/energyecon/new-era/case_studies/Fiscal_Terms_for_Upstream_Projects.pdf.

Figure 3.
Global Oil Resource Access (Share of Proved Reserves)



Source: IEA Global Investment Survey, 2003

Back to the Future?

Finally, industry participants are constantly challenged to manage risk and uncertainty, including volatility and lack of transparency in the commodity markets themselves. Of late, demand growth both real and “artificial” (induced by or supported by government subsidies) combined with opacity in supply deliverability (oil production capacity) and inventories (crude oil and oil products held in storage) to trigger distinctive, sharp, destabilizing price cycles. Oil producers that were cash poor in the 1980s and 1990s when prices were low became cash rich during the 2000s as prices soared above \$100 per barrel only to end 2008 cash short once again as prices plummeted. The deterioration in market conditions as of this writing was a consequence of both demand destruction associated with higher oil prices in the established industrial countries and, more forcefully, broad economic recession brought on by the collapse of financial markets. The end result is a forward planning environment even more variable and unpredictable than before.

Size, scope, geography, geopolitics – resource ownership and varying preferences regarding hydrocarbon sector frameworks and associated profitability for international investors – along with inherent risk and uncertainty (“below ground” geology and “above ground” engineering, mar-

ket and, increasingly, environmental and societal) yield a global oil and industry organizational structure with striking features.

- Consolidation has been a hallmark of the industry in recent years. Size can insulate companies from risk and uncertainty but it also increases pressure for high impact results, i.e., bigger discoveries and projects with increasing economies of scale.
- While vertical integration persists, few oil and gas companies, whether private or government owned and/or controlled, are able to consistently optimize returns across their value chains (E&P, transportation, refining and marketing, conversion, retail).
- Global capital flows are increasingly important for oil and gas transactions. Many upstream investments are still largely funded from cash flows but project finance has become more vital for commercialization, especially for large, frontier E&P projects and large scale refining, petrochemical and LNG developments (and associated natural gas power generation assets). This includes independent E&P specialists, many of which utilize equity and debt financing, as they step into larger, riskier and international projects.
- The reality checks associated with global capital and currency flows and associated terms, conditions and impacts will exert tremendous pressure on the industry going forward. Capital providers will look for profitability and commercial sustainability, demanding ever tougher hurdle rates for investment. Uncertainty about real revenue yields given currency valuations and inflation or deflation effects will make both companies and governments more cautious.

All of these factors will impact both corporate and government strategies in ways that impose changes in both business models and how governments structure hydrocarbon frameworks.

For these reasons and in spite of broad expectations to the contrary, NOCs continue to exist and are likely to persist. In the heyday of 1990s economic restructuring, liberalizing and transitioning and as the “emerging market” model was established around the world, conventional wisdom held that governments would continue to dismantle state assets. These would include, it was believed, even the NOC, one of the strongest of “national champion” emblems. Further, many viewpoints were that evolving regional trade regimes and accompanying rules for entry and competition would place even more pressure on governments to continue the dismantling process.

Instead, new NOCs have been formed (including in countries where NOCs had been sold off) essentially as instruments of nation building, a traditional rationale for these organizations. Governments re-asserted con-

trol and pursued apparent nationalist objectives as oil prices soared in the late 2000s. Regional trade pacts have not had “teeth” to wedge competitive forces into energy sectors.

What was achieved in several cases were a number of partial privatizations, with continuing efforts in this regard. These share sales through both domestic and international placements have subjected several NOCs to market forces and external scrutiny as well as enabled them to take advantage of domestic and global capital markets. The trade off for access to capital flows is increased transparency of NOC operating and financial performance, a distinct and important ancillary benefit. The class of “hybrid” NOC that has been created poses a new test for balancing national interests against regional and global influences. Although much less ambitious than the hoped for larger scale privatizations, the partial share sales have exerted significant impact and instilled new thinking into the NOC arena.

3. ROLE OF NOCs

As the gatekeepers to resource access, NOCs are partners with foreign direct investors which typically are international oil companies (IOCs). While the largest IOCs are well known, large independent companies, including privately held enterprises, have expanded the ranks of international upstream operators. As well, and increasingly, the foreign investor may be another NOC. An interesting feature of the international petroleum industry landscape in recent years has been the emergence of NOC-NOC joint ventures.

When NOCs venture outside of their home countries it is mainly to bolster their own reserves and/or to boost their overall value chains and market presence.

NOCs seeking reserve additions largely come from countries that face maturity or shortcomings in their own resource endowments, with Malaysia (Petronas), Norway (StatoilHydro) and, until recent discoveries, Brazil (Petrobras) being prime examples. The Chinese companies (China National Petroleum Corporation or CNPC; China National Offshore Oil Company or CNOOC; and Sinopec Group, a holding company that includes China’s huge downstream company Sinopec) are major new contenders on the international scene as China seeks to secure critical oil and gas supplies. A number of NOCs have engaged in joint ventures or other investments that solidify or optimize value chain positions downstream of the wellhead. Refining and petrochemical ventures, especially in large, established market areas (US – Saudi Aramco; Europe – Kuwait Petroleum; Asia – various players) are good examples, as well as international pipeline and LNG projects on the natural gas side (for instance Sonatrach

in Nigeria, Petronas in various locations). More provocatively, some NOCs are participating in foreign joint ventures to lock in market dominance. Russia's Gazprom, which has executed memoranda and taken key equity positions in projects in a number of locations, has received considerable attention on this front.

Whether and how NOC joint ventures abroad continue into the future is a question integral to the overall future structure of the international oil and gas industries. NOCs investing abroad immediately face the same risks and uncertainties as IOCs with respect to costs and challenges of managing investment in remote and harsh locations. NOCs do not appear to have any comparative advantage with respect to the expense of international projects and, moreover, sometimes appear to be worse off; the burdens placed on NOCs by their home governments are a drag on expensive international ventures.³ Nor do NOCs seem to have comparative advantages if investment frameworks in countries of interest are weak or ineffectual. Roadblocks and hindrances that impact IOCs also impact NOCs, a point that is rarely addressed or recognized.

Because NOCs are, in the end, implementers of government policy and strategy many remain closely held and controlled by their governments. Some are mere government departments, carrying out mandates established well outside of any separate, independent, transparent corporate governance structure. Even the most modernized, technically competent, commercially focused and in some cases partially privatized NOCs bear a broad range of responsibilities. These vary from helping to fund (or carrying the full burden for funding) the treasuries of their governments to direct provision of certain benefits (health services, infrastructure and so on) to their countries. Most NOCs are the primary suppliers of essential energy fuels, usually with government intervention in the form of volumetric targets, price subsidies or other mechanisms that exert influence on NOC balance sheets and income statements. NOCs straddle, and strive to balance with varying degrees of success, the localized expectations in their home countries with the global forces that buffet their core businesses and products.

4. PERFORMANCE TRENDS AND INDICATORS FOR NOCs

A broad survey of 49 NOCs in 47 countries⁴ yielded insights into operating and financial conditions and shed light on a number of issues affecting NOC performance.

³ Based on extensive review of finding and development costs of NOCs and IOCs conducted by CEE researchers as part of ongoing NOC and IOC research and benchmarking.

⁴ See footnote 149. For details on study methodology for the following sections in this chapter, refer to Part A, Technical Report.

Table 1.
Universe of National Oil Companies

East Asia and Pacific	Europe and Central Asia	Latin America and Caribbean	Middle East and North Africa	South Asia	Sub-Saharan Africa
Brunei (BNPC)	Azerbaijan (SOCAR)	Argentina (Enarsa)	Algeria (Sonatrach)	Bangladesh (Petro-bangla)	Angola (Sonangol)
China (Petrochina)	France (Gaz de France)	Bolivia (YPFB)	Bahrain (BAPCO)	India (ONGC)	Cameroon (SNH)
China (CNOOC)	Kazakhstan (Kazmunai-gas)	Brazil (Petrobras)	Egypt (EGPC)	India (Gas Authority of India)	Chad (SHT)
China (Sinopec)	Norway (StatoilHydro)	Chile (ENAP)	Iran (NIOC)	India (IOC)	Congo (SNPC)
Indonesia (Pertamina)	Russia (Gazprom)	Colombia (Ecopetrol)	Iraq (INOC)	Pakistan (OGDCL)	Cote d'Ivoire (PETROCI)
Japan (JOGMEC)	Russia (Rosneft)	Cuba (Cupet)	Kuwait (Kuwait Petroleum Corp.)		Equatorial Guinea (GEPetrol)
Malaysia (Petronas)	Russia (Transneft)	Ecuador (Petroecuador)	Libya (Libya National Oil Co.)		Gabon (SNGP)
Philippines (PNOC)	Turkmenistan (Turkmen-Neft)	Mexico (Pemex)	Mauritania (SMH)		Ghana (GNPC)
So. Korea (KNOC)	Turkey (Turkish Petroleum Corp.)	Peru (PetroPeru)	Oman (PDO)		Nigeria (NNPC)
Taiwan (Chinese Petroleum Corp.)	Ukraine (Naftogaz Ukrainy)	Trinidad and Tobago (National Gas Co.)	Qatar (Qatar Petroleum)		Sao Tome and Principe (Petrogas)

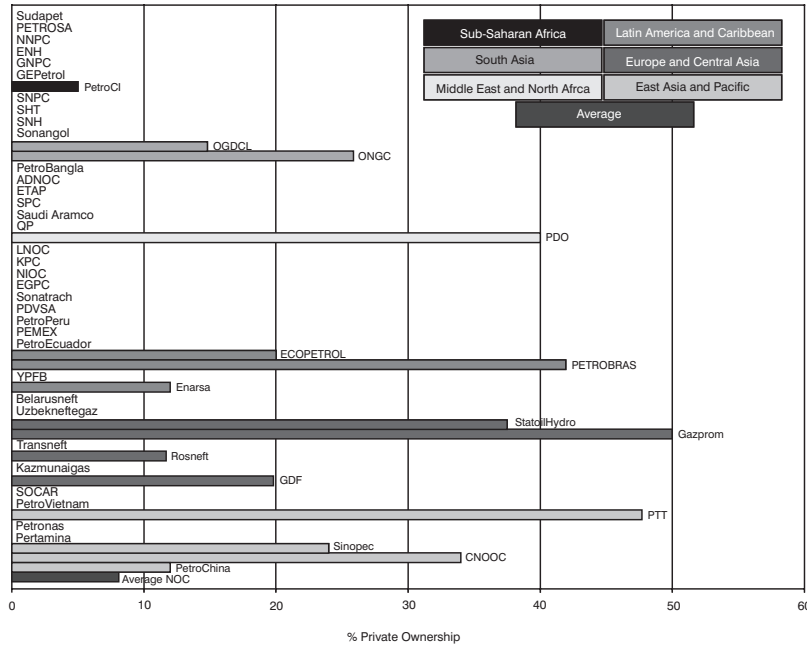
East Asia and Pacific	Europe and Central Asia	Latin America and Caribbean	Middle East and North Africa	South Asia	Sub-Saharan Africa
Thailand (PTT)	Uzbekistan (Uzbekneftegaz)	Trinidad and Tobago (Petrotrin)	Saudi Arabia (Saudi Aramco)		South Africa (PetroSA)
Vietnam (Petrovietnam)	Belarus (Belarusneft)	Venezuela (PDVSA)	Syria (SPC)		Sudan (Sudapet)
	Italy (Eni)		Tunisia (ETAP)		Mozambique (ENH)
			United Arab Emirates (ADNOC)		Kenya (NOK)
			Yemen (Yemen General Corp.)		Tanzania (EPDC)
			Morocco (Onaret)		Uganda (Natoil)

Note: NOCs in sample are boldfaced.

Attributes of NOCs

NOCs vary considerably by: the extent of government ownership (whole or in part); whether any shares are publicly traded under securities regulatory governance; the amount of (audited or auditable) financial and operating data provided; whether they engage in international operations and outbound investment; the extent of competition in their own “domestic” markets; and their access to international credit markets.

Figure 4.
Private Ownership Among NOCs in World Bank/CEE Sample

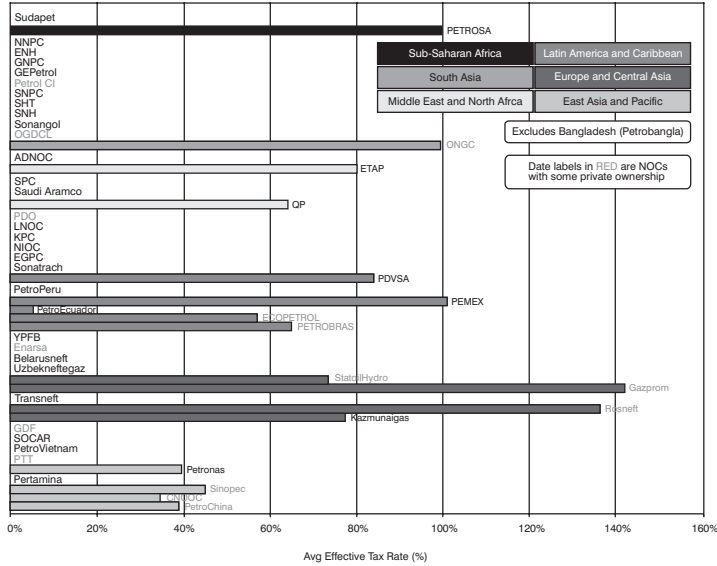


Note: NOCs indicated in red on this and following charts are those with some portion of private ownership.

Financial and operating reporting among NOCs is generally limited. Quality of reporting also can be suspect. Reporting is best for NOCs with some public shares, whether domestic or international listings, but is most extensive and reliable for those NOCs that file financial reports using US Security and Exchange Commission (SEC) rules for disclosure.

Strikingly, many NOCs have high cost structures. To a large degree, this is derived by the substantial yields back to sovereign governments. These are measured by total fiscal contribution to the state and associated components (effective tax rates, dividends and special dividends, royalties, subsidies and so on) relative to total revenue. Some NOCs must borrow to meet tax or operating obligations. Total fiscal contribution measures do not include the value of non-commercial obligations imposed on NOCs. These items are largely unreported and, in many countries, can be significant. And while many NOCs report some components of their fiscal contributions, the cost of subsidies and how these are handled in the NOC and/or government accounting is rarely transparent.

Figure 5.
Effective Tax Rates for Sample NOCs



Note: NOCs without bars are those with no or insufficient financial reporting.

Figure 6.
Total Fiscal Contribution to the State

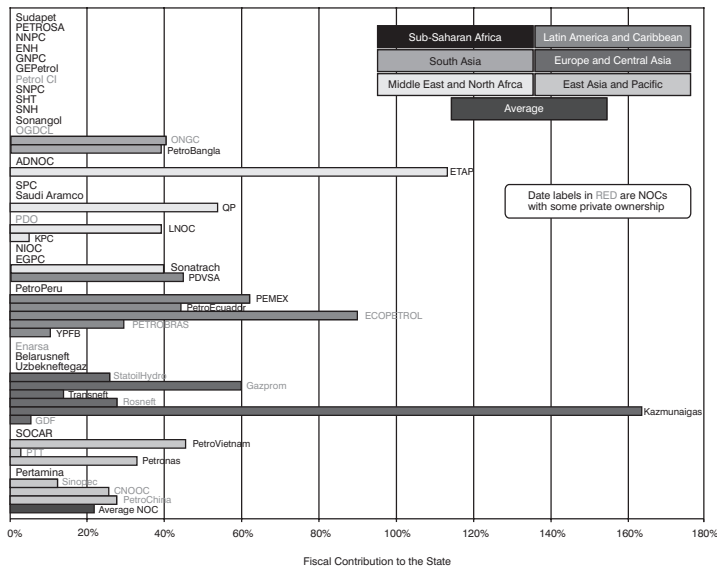
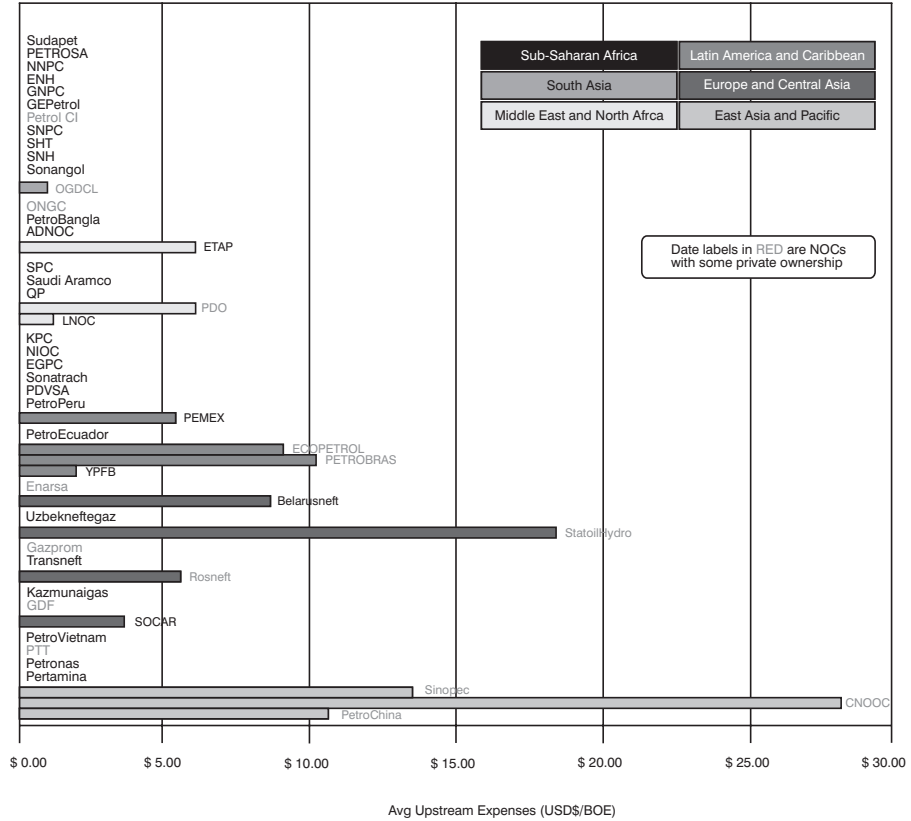


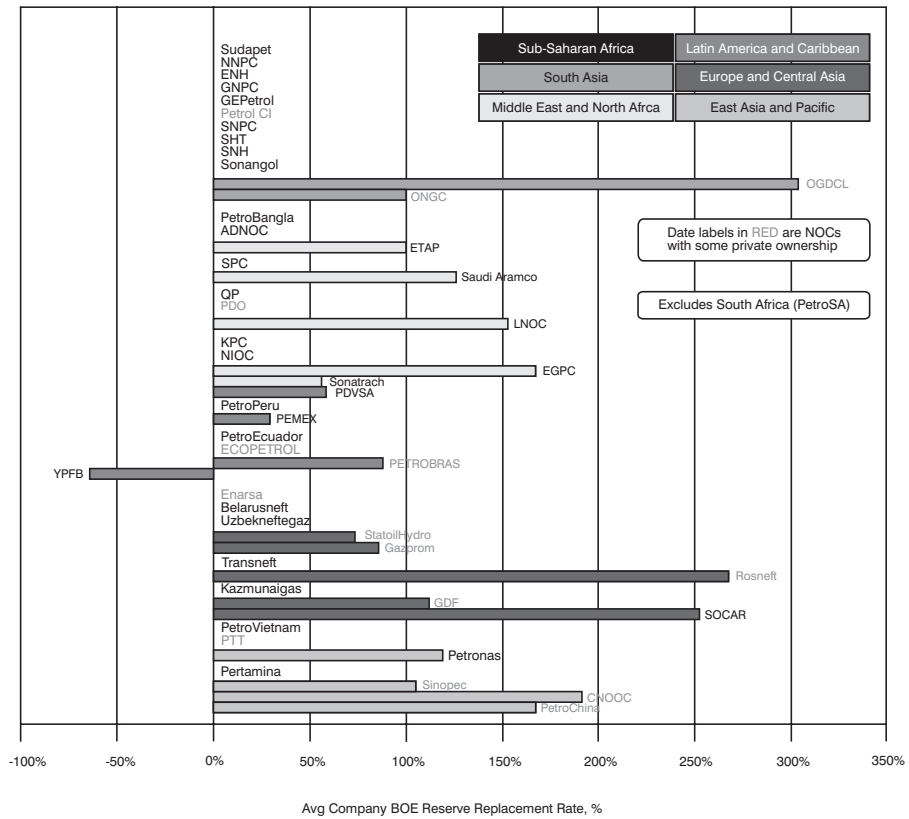
Figure 7.
Average Upstream Expenses (Barrel of Oil Equivalent)



Note: StatoilHydro, CNOOC, Petrobras, Petronas have outbound investments with higher cost structure for international operations. Average IOC upstream expenses are about \$18.

NOC obligations and high cost structures contribute to low attainments on reserve replacement (expressed as the rate of net reserve additions in proportion to current production) and production deliverability and capacity. They also are disincentives to commercialization, posing direct and sharp consequences for global oil and gas supply. In addition, the tax regimes faced by many NOCs and debt levels incurred (especially when NOCs turn over all or most of their revenue and then must borrow back for operations) threaten overall financial sustainability. This is a concern especially in current times and for the foreseeable future.

Figure 8.
Average Reserve Replacement Rate (Barrel of Oil Equivalent)



Few NOCs, and these are mainly the hybrid organizations, reach the performance efficiencies of IOCs as measured by typical profitability indicators (return on assets, return on capital employed, operating margin and profit margin, combined into a “value creation” index). This is a consequence of both the fiduciary obligations of NOCs as well as other components of their high cost structures, in particular workforce size. Even more commercialized NOCs with some public shares carry large numbers of employees. The large workforce populations maintained by (or imposed upon) many NOCs drag down value creation results on per employee basis.

Debate is lively regarding how NOCs should be evaluated. Old arguments persist that NOCs, as implementers of government policy and crucial outlets for employment in many countries, should not be subjected to the same kind of rigid financial and operating performance targets as IOCs or other, private sector industrial organizations. These viewpoints are narrow and damaging. NOCs that cannot meet reasonable standards with regard to efficiency and profitability are unlikely to meet the goals and objectives of their home governments or provide real benefits to the citizens of their countries much less contribute to global oil and gas supply.

Further, lack of reporting and poor quality of reporting hinder government and public scrutiny of both NOC activities and government management of revenue flows associated with capture of resource rents. This problem contributes to instability in key producing countries and regions and is a source of additional risk and uncertainty for global oil and gas supply.

NOC Commercial Frameworks and Value Creation

To scope issues in NOC operating and financial performance and associated legal, policy and regulatory framework conditions, eight parameters are used. Scores for each are established as described below.

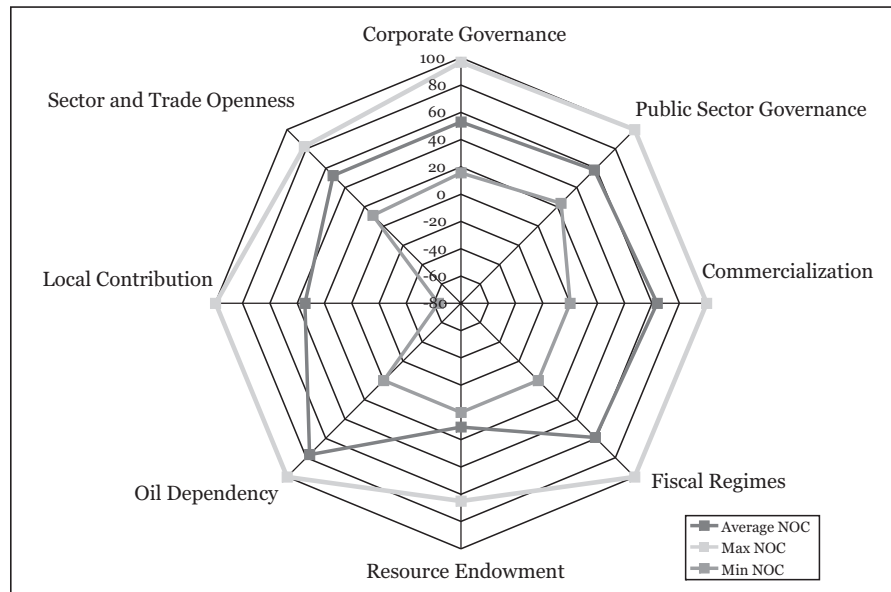
- Corporate Governance (CG) – relevant objectives, autonomy; independent board of directors; clear human resource policies based on merit; independent budget, auditing of results; financial oversight and corporate planning; ability to fund investments from cash flow. Highest score of 100 reflects maximum conditions met.
- Public Sector Governance (PSG) – relevant policy and clear roles; relevant objectives; independent functions (NOC, ministry, regulator); requirements for non-commercial activity reporting and measurement; clear information on fiscal regime; independent hydrocarbon regulator. Highest score of 100 reflects maximum conditions met.
- Commercialization (C) – domestic and/or international partnerships; profit centers with financial reporting. Highest score of 100 reflects maximum conditions met.
- Fiscal Regimes (FR) – availability of external financing; investment by non-NOCs; adequate cash flow retention for investment. Highest score of 100 reflects maximum conditions met.
- Resource Endowment (RE) – based on proved reserves (oil and/or natural gas). High scores are NOCs and countries with the largest global positions.
- Oil Dependency (OD) – country oil and/or natural gas net export revenues relative to gross domestic product, GDP (includes the absolute value of oil payments by net importing countries). High

scores are NOCs from countries least dependent on oil and gas export revenues relative to GDP.

- Local Contribution (LC) – reporting on non-commercial activities as indicated by the measure, fiscal contribution to the state budget. High scores are NOCs with smallest fiscal contribution burden.
- Sector and Trade Openness (STO) – WTO membership (positive), OPEC (Organization of Petroleum Exporting Countries) membership (negative); level of privatization (shares held by investors other than the state); presence of competition in the hydrocarbon sector. High scores are NOCs from countries with greatest degree of openness.

Several NOCs in the sample achieved maximum scores for the governance, commercialization, fiscal regime and openness variables. Contrary to conventional wisdom, not all countries with the largest resource endowments are oil dependent (that is, oil and gas net export revenues are a dominant share of GDP). Fiscal contribution to the state (local contribution) for some NOCs exceeds total revenues (negative scores); these governments borrow through their NOCs, which then are saddled with the debt burdens.

Figure 11.
Average, Maximum and Minimum Commercial Frameworks Scores
for Sample NOCs



Overall, for the 49 NOCs, a strong positive relationship exists between corporate governance and public sector governance, suggesting that these two major components are linked. This should be expected; robust institutional capacity in the hydrocarbon sector implies effective, if not independent, oversight and scrutiny as well as expectations of sound corporate governance. Corporate governance for the 49 NOCs also is positively associated with commercialization and fiscal regimes. NOCs with robust governance practices also are those best positioned to strengthen and expand partnerships and joint ventures and develop metrics for discreet businesses (commercialization). Countries with fiscal regimes that facilitate entry and external financing also yield partnerships and joint ventures for commercializing NOCs. Fiscal regimes that accommodate foreign direct investment entail public sector governance requirements for implementation, thus an apparent robust relationship between these variables. In general, the strong convergence between corporate and public sector governance, commercialization and fiscal regimes hints at informed policy and regulatory approaches encompassing these attributes.

Table 2.
Cross Section Results for NOC Commercial Frameworks Scores

	CG	PSG	C	FR	RE	OD	LC	STO
CG		++	++	++	+	0	+	+
PSG			++	++	0	+	+	+
C				++	+	0	+	0
FR					+	-	+	0
RE						-	0	—
OD							0	0
LC								0
STO								

Note: Results are not statistically tested as of writing. ++ = strong positive association. + = weak positive association. 0 = no association or too weak for interpretation. — = strong negative association. - = weak negative association.

Other associations yield mixed interpretation. Countries with robust resource endowments are more attractive for commercialization and thus operate more accommodating fiscal regimes. However, these may not necessarily be countries that follow accepted norms for sector and trade openness (indicated by the strong negative association between that measure and resource endowment scores). Countries where NOCs provide substantial local contributions must provide, to some extent, accommodating frameworks for upstream investment. Least revealing are variables that capture context in NOC home countries (oil dependency, sector and trade openness).

The most interesting results for the theme of this chapter – NOCs and the confluence of local, regional and global forces – stem from pairings across the subset of NOCs with sufficient reporting for the value creation indicator (VCI) to be derived. For these NOCs:

- A weak positive association appears between the VCI and average of all eight commercial frameworks scores for each NOC (see).

Figure 12. More effective value creation can be expected to accompany higher scores (more robust governance and frameworks).

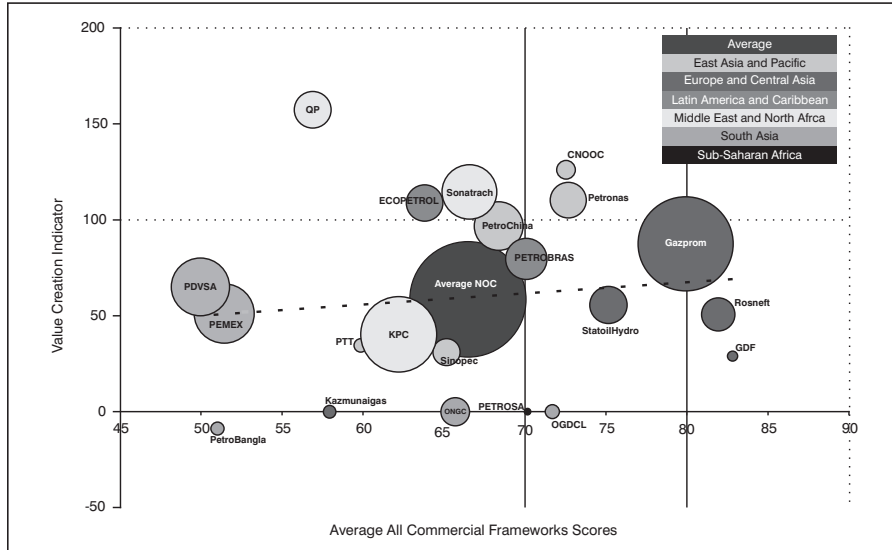
- An important, underlying factor is the strong inverse association between NOC tax rates and commercial frameworks scores (see). This suggests that competitive tax treatment for their NOCs is linked to higher quality frameworks.
- Lower tax rates generally support improved value creation (see).

Figure 14.

- Fiscal contribution to the state, the main component of local contribution, also is inversely associated with commercial frameworks scores (see).
- In contrast to tax rates, fiscal contribution to the state is positively associated with the VCI (see).

Figure 16. More successful NOCs return more to their governments, but through payments other than tax rates. More liberal hydrocarbon sector frameworks, commercially oriented NOCs and opportunities for partnerships, joint ventures and external financing in general means diversified revenue sources – including payments from international companies. NOCs that are “internationalizing” also are providing non-traditional revenue sources to their home governments through their joint ventures abroad.

Figure 12.
NOC Value Creation and Commercial Frameworks Scores



Note: Bubble sizes reflect global resource endowment positions of NOC home countries.

Figure 13.
NOC Tax Rates and Commercial Frameworks Scores

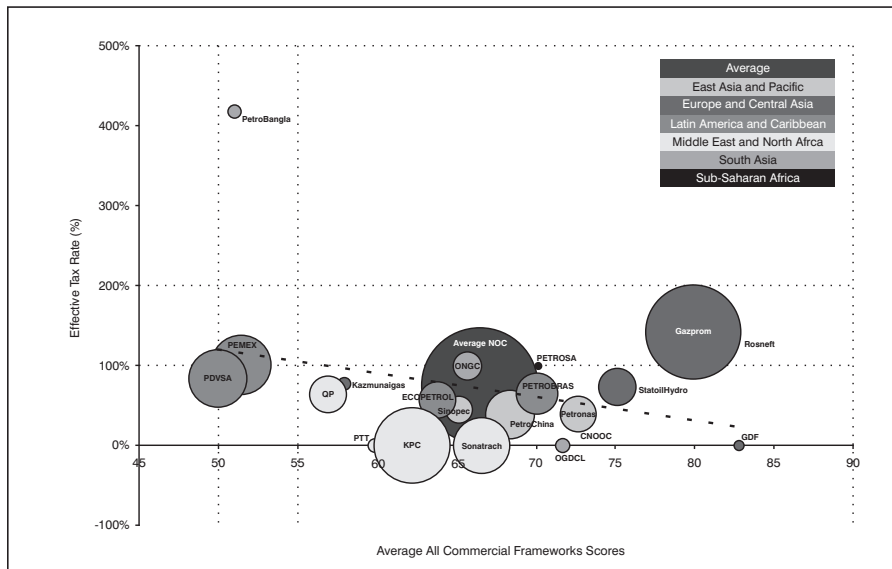


Figure 14.
NOC Tax Rates and Value Creation

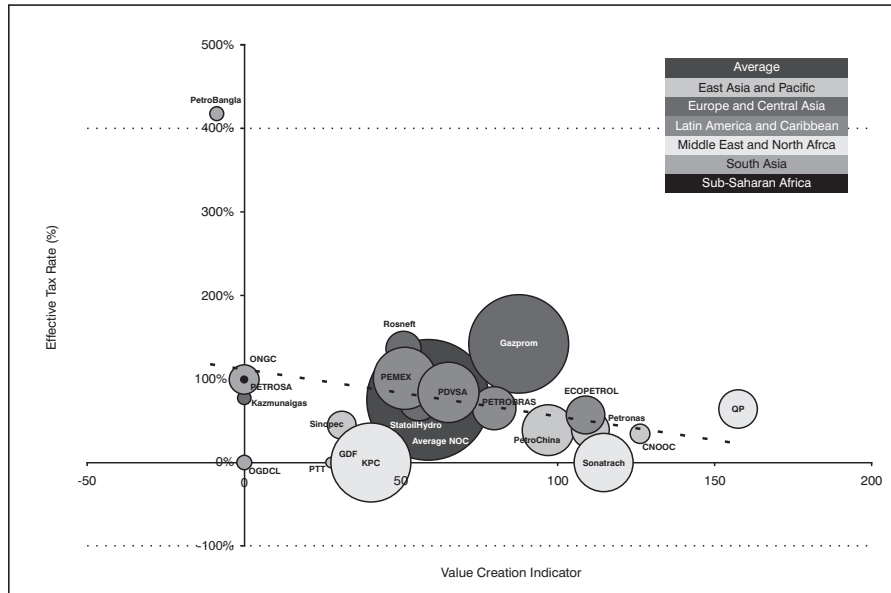


Figure 15.
NOC Local Contributions and Commercial Frameworks Scores

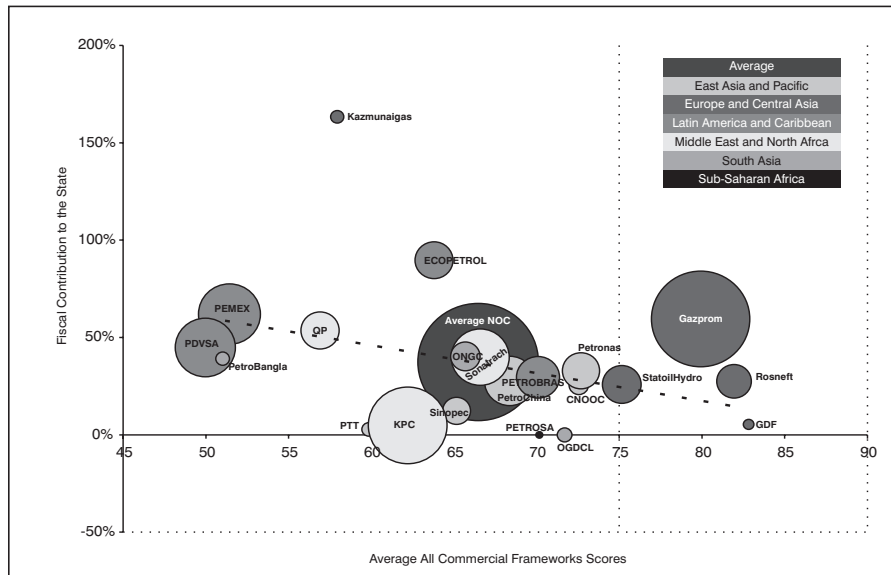
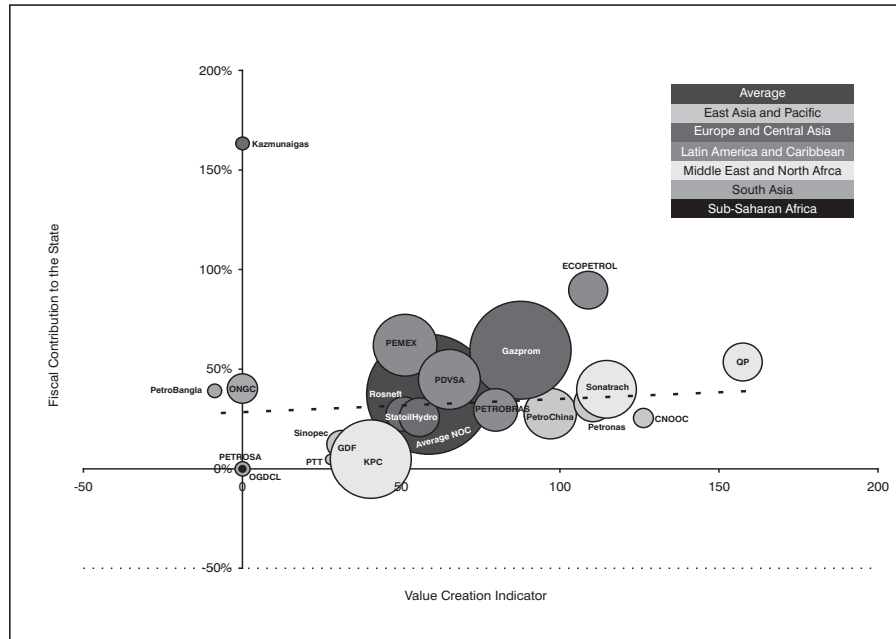


Figure 16.
NOC Local Contributions and Value Creation



5. SUMMARY AND CONCLUSIONS

The evidence indicates that NOCs and governments that experiment with some degree of hydrocarbon liberalization (revamping and revitalizing frameworks and encouraging NOCs to commercialize) are able to achieve stronger value creation using accepted measures of operating performance and financial profitability. Along with enhanced value creation (for their NOCs and their hydrocarbon sectors in general), home governments are able to obtain diversified sources of revenue. Clearly, some domestic commercial frameworks linked with high performing NOCs, in particular those with some shares traded, may serve as models for other countries even if public offerings of NOC shares are not being contemplated. In other words, hydrocarbon sector management and oversight best practices appear to be transferable across a variety of different conditions and settings.

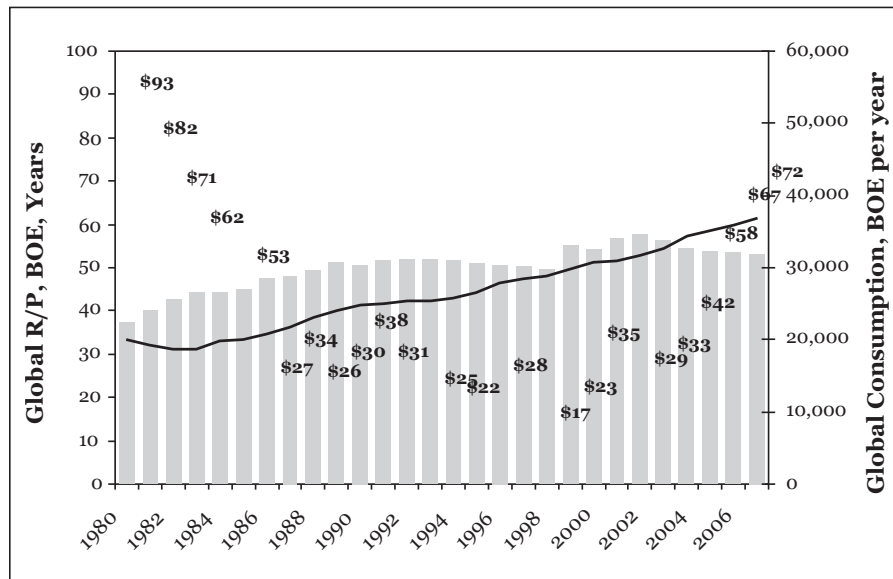
Global credit and credit risk trends obviously have import for additional and/or new equity issuances by existing or new partially privatized NOCs. The impact of financial market turmoil plus falling commodity prices bear serious considerations for viability of NOCs everywhere. The strongest NOCs are those with the most robust balance sheets and performance indicators. Among the questions worth further exploration is the future of NOC joint ventures outside of their home countries. For NOCs engaged in outbound investment, how well do they perform? What issues do they face? Do their strategies for resolving these issues differ from those used by IOCs?

NOC governance structures and relevant policy and regulatory oversight are critical aspects for resolving the local-regional-global discordances. These include:

- *Organization of sovereign ownership and control.* NOCs must have greater flexibility, especially for investment decision making. How will their sovereign governments respond to that challenge?
- *Balancing obligations to the sovereign with capital mobilization.* The process of “modernizing” NOCs implies reduction in traditional revenue flows to governments (tax receipts) but also, and perhaps much more importantly, more diversified sources of revenue as modernization proceeds.
- *Increased transparency for capital markets access.* Sovereign governments must allow NOCs to provide reporting that can support external investment. Modernizing NOCs need to implement internal policies and procedures that support the reporting function. Public citizens in countries that have strong NOC models should be able to discern revenue flows and management as well as socioeconomic benefits as NOC local contributions are invested. Distinct linkages exist between this imperative and socioeconomic and environmental obligations borne by NOCs and their governments.
- *Establishing and asserting “independent” regulatory oversight.* Effective hydrocarbon oversight is not easy to achieve. In the end, the hydrocarbon regulator is a “balancer” of multiple interests. This means critical investment must be made in institution-building and human resource capacity to achieve this function.

All of these questions and challenges have profound implications for foreign direct investment flows and global oil and gas supply and deliverability. For all of the volatility and sharpness of cycles in the oil and gas industries, the industry has not only maintained but has grown the below ground life of proved reserves.

Figure 17.
Global Oil and Gas Reserve Life, Consumption
and Crude Oil Price Indicators



Sources: BP Annual Statistical Review, US Energy Information Administration, Nymex, CEE estimates.

Given expected future demand for oil and natural gas fuels globally as well as within net exporting countries and regions, the task of reserve replenishment must continue. Consequently, the national oil company and its place in local-regional-global energy dynamics will remain a high priority topic for some time to come.

102 BCA.

EL MODELO PETROLERO NORUEGO Y SUS BENEFICIOS



Javier H. Estrada Estrada *

[México]

Maestro en Economía Internacional. Universidad de París. Comisionado de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

* Una versión preliminar y resumida de este trabajo fue publicada por la Facultad de Economía de la UNAM en *Revista Economía Informa* No. 347. (Julio-Agosto 2007), coordinada por el Dr. Ángel de la Vega Navarro.

Resumen

Noruega, un país con sólo 4.5 millones de habitantes, ha recibido reconocimiento internacional por la manera en que estableció su propio modelo para administrar el negocio del gas y del petróleo. Es un país que en cuatro décadas pasó de no tener reservas petroleras y ninguna experiencia en el sector, a convertirse en uno de los mayores exportadores de petróleo y gas natural, así como en proveedor internacional de productos y soluciones de punta para la industria petrolera. En este ensayo se presentan los elementos que constituyen la industria petrolera de Noruega, su estructura y su sistema, cómo fueron concebidos y cómo se ensamblaron, los retos que debieron resolver, los ajustes que realizaron y los beneficios que esta industria ha dejado a la sociedad.

Abstract

Norway, a country with a population of only 4.5 million inhabitants, has been recognized internationally for the mode in which it has established its own model for the administration of oil and gas business. A country that in 40 years, from being devoid of oil reserves, and with no experience in the sector, turned into one of the principal international exporters of oil and gas, as well as an international supplier for state of the art products and solutions for the oil industry. This essay presents the elements that compose the Norwegian oil industry, its structure and its system. It also presents the conception of these elements, its adjustments and the benefits that such model has purported to society.

Introducción

Noruega, un país con sólo 4.5 millones de habitantes, ha recibido reconocimiento internacional por la manera en que estableció su propio modelo para administrar el negocio del gas y del petróleo. Es un país que en cuatro décadas pasó de no tener reservas petroleras y ninguna experiencia en el sector, a convertirse en uno de los mayores exportadores de petróleo y gas natural, así como en proveedor internacional de productos y soluciones de punta para la industria petrolera. Los beneficios económicos y comerciales generados por las actividades petroleras se han transferido a la sociedad, al mismo tiempo que se han ahorrado cuantiosos recursos financieros para las futuras generaciones. En breve, desde el inicio del proceso Noruega ha mantenido la soberanía y el pleno control sobre sus recursos.

Las fuerzas políticas que propulsaron el Modelo se conformaron al inicio de los 1970s. Los políticos se enfocaron en la creación de una industria petrolera saludable y en conquistar objetivos sociales orientados a la creación de valores económicos para la población, y al desarrollo de una industria diversificada, capaz de evitar la dependencia excesiva en los ingresos del petróleo. También propusieron que la industria petrolera evolucionara de forma sustentable y compatible con el medio ambiente.

En este ensayo entendemos que una industria petrolera nacional saludable y sustentable se caracteriza por:

- Ser capaz de explorar, extraer y entregar a los clientes el petróleo y el gas al menor costo y con los mas altos niveles de productividad y fiabilidad posibles;
- Usar las mejores tecnologías disponible para el propósito;
- Desarrollar los proyectos y la infraestructura en un marco legal e institucional predecible, ordenadamente planeado, manteniendo un nivel estable de inversiones anuales, teniendo en cuenta el gradual declive de los recursos non-renovables;
- Reemplazar las reservas probadas tan pronto como se extraen;
- Reducir al mínimo los riesgos a las personas y al medio ambiente;
- Ser capaz de balancear la competencia entre las empresas por obtener las concesiones petroleras, con la cooperación que deberá existir.

tir entre ellas cuando ulteriormente deban convertirse en socios para desarrollar un proyecto;

- La responsabilidad que las empresas permisionadas deben mostrar ante el país huésped, evitando conflictos con las comunidades locales y con la sociedad en general; y,
- Que el Estado pueda organizar la fiscalización del sector para extraer el máximo posible de la renta económica, pero cediendo a las empresas ingresos suficientes que los motiven a continuar invirtiendo en el negocio petrolero del país.

Basado en esta lista de méritos, es difícil que algún país pueda tener una industria petrolera totalmente saludable. Sin embargo, con el tiempo, algunos países han logrado establecer los mecanismos para asegurar este tipo de desarrollo sustentable. Al respecto, Noruega muestra un alto grado de éxito en el diseño de un sistema orientado a alcanzar tal objetivo, y de realizar ajustes para adaptarse a las necesidades.

En este ensayo se presentan los elementos que constituyen la industria petrolera de Noruega, su estructura y su sistema, cómo fueron concebidos y cómo se ensamblaron, los retos que debieron resolver, los ajustes que realizaron y los beneficios que esta industria ha dejado a la sociedad.

Para este propósito los temas se agruparon de la manera siguiente:

1. El Modelo Petrolero Noruego;
2. Papel del gobierno y forma de gobernar;
3. Estructura organizacional;
4. Las empresas en el negocio del petróleo y del gas;
5. La reglamentación de la exploración y producción;
6. Los retos por venir;
7. Los beneficios del Modelo para el pueblo Noruego;
8. Conclusiones;

1. EL MODELO PETROLERO NORUEGO

Más que una fórmula para la buena dirección y manejo de las industrias del gas y del petróleo, el Modelo Noruego es la fusión de mecanismos para obtener el máximo valor económico del sector Petrolero respecto a lo que podría obtenerse por la sola venta del gas y del petróleo. En este ensayo empleamos la expresión “Modelo Petrolero Noruego” para describir las opciones elegidas por Noruega para ensamblar el marco institucional del sector petrolero y de su interacción con la sociedad.

Los elementos del Modelo no fueron concebidos en un documento maestro. Son más bien el resultado de decisiones de política interna a partir de adaptaciones de leyes e instituciones que ya habían demostrado su eficacia en otros países. Así, el Modelo es la manera en la que Noruega

tomó ventaja de los potenciales que ofrece la industria del petróleo. En última instancia, el Modelo es un sistema de visiones y de políticas que definen la dirección y los ajustes a las leyes y a las instituciones. Por consiguiente, el Modelo no es un molde que pueda aplicarse a otros países proporcionando los mismos resultados.

El punto de partida para el Modelo fue que Noruega debía crear un mecanismo para atraer a las mejores petroleras internacionales, a los recursos económicos extranjeros, y a los profesionales del sector para desarrollar sus reservas petroleras escondidas bajo el mar. Simultáneamente el país debía desarrollar sus capacidades para hacer estos trabajos por sí mismo, manteniendo la plena soberanía sobre los recursos petroleros, controlando su desarrollo, y jamás concediendo a las empresas extranjeras mas renta económica que la estrictamente necesaria para conservar sus servicios.

En contraste con la tendencia de los 1960s cuando los países de la OPEP nacionalizaron su industria petrolera y excluyeron a las extranjeras, la estrategia adoptada por Noruega durante los 1970s se enfocó a atraer a las petroleras multinacionales, pero controlando sus actividades dentro restringidos marcos legales y económicos. La estrategia noruega demostró que este Modelo no estaba en contradicción con lo que se necesita para desarrollar una industria petrolera sana y al mismo tiempo alcanzar otros objetivos de corte nacionalista. En el fondo la estrategia mostró ser una buena fórmula de cooperación entre las petroleras extranjeras y una población que estaba lista para incorporarse a una nueva industria.

Así, la forma en la que se movilizó a la población y a la manufactura nacional a tomar parte en la industria petrolera, debe también considerarse como parte importante del Modelo. El plan consistió en coordinar los esfuerzos del gobierno con los de los distintos grupos sociales e industriales para desarrollar el negocio del gas y del petróleo. Primero, se incorporaron a tres empresas petroleras nacionales para aprender el negocio y gradualmente transferirles la responsabilidad de los nuevos desarrollos en exploración y producción. Segundo, las compañías existentes en actividades económicas tradicionales fueron estimuladas para que se renovaran y adaptaran para convertirse en proveedores de la industria petrolera. Tercero, se brindó apoyo económico a las universidades y a los centros de investigación para que desarrollaran conocimientos y programas en temas petroleros.

El gobierno mantuvo los objetivos políticos para que se consolidara la cooperación entre las petroleras, las nuevas empresas del sector petrolero y la comunidad académica. Una vez que la cooperación empezó a dar resultados, se generó el crecimiento de una cadena productiva ó “cluster” petrolero diversificado que en pocos años se volcó hacia los mer-

cados internacionales. Hoy, la industria para-petrolera de Noruega tiene una posición mayoritaria en las actividades del sector petrolero nacional y se ha convertido en una significativa industria exportadora.

Otro elemento importante del Modelo fue la interacción del sector petróleo con el resto de la población. La transferencia de los beneficios obtenidos de los ingresos petroleros se ha hecho visible a través de la construcción de infraestructura, de recursos trasladados al sistema educativo y del apoyo para el desarrollo de actividades productivas a nivel local. Noruega, que es una economía relativamente pequeña, para evitar las presiones inflacionarias, no inyectó el total de los ingresos petroleros al presupuesto nacional. En vez de eso, el Parlamento estableció reglas para crear un fondo nacional en que se ahorraran parte de los ingresos petroleros para ser usados cuando pudieran llegar a necesitarse.

Más recientemente, el Modelo ha incorporado mecanismos para enfrentar los retos que han ido surgiendo, como lo son la creciente preocupación social por los problemas ambientales, o la necesidad de desarrollar nuevas tecnologías para aumentar el nivel de extracción de las reservas petroleras potenciales, particularmente en campos maduros.

Visto bajo una perspectiva histórica, el Modelo ha sido un instrumento para transformar la riqueza petrolera en desarrollo social y económico, así como una herramienta para que el país pueda producir nuevos productos y servicios de valor agregado en un mercado global. El Modelo ha sido la forma de alcanzar estos objetivos al menor costo posible en términos de cohesión social y de daño al medio ambiente.

2. PAPEL DEL GOBIERNO Y FORMA DE GOBERNAR

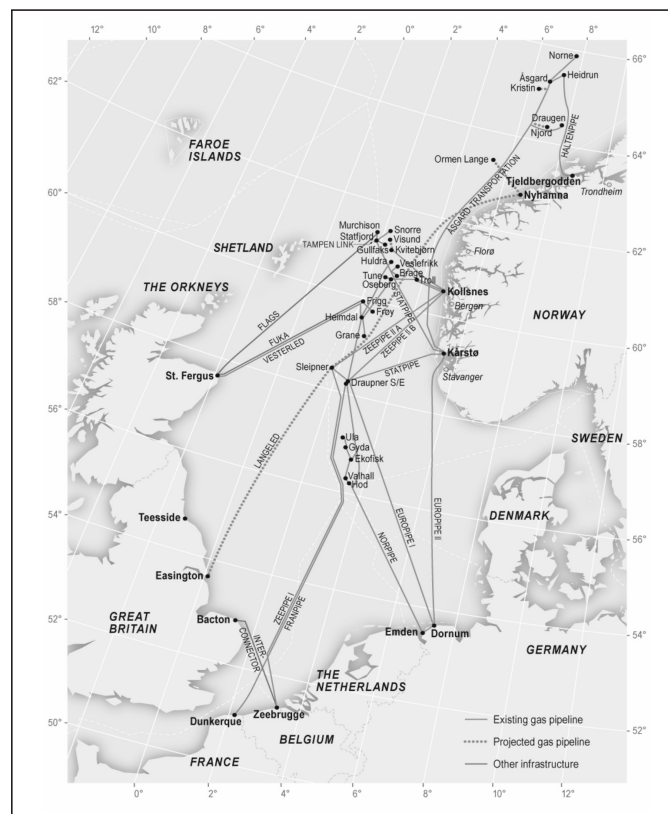
En 1962 Phillips Petroleum solicitó la concesión para explorar y producir gas y petróleo a lo largo de la Plataforma Continental Noruega (PCN).¹ Al año siguiente el Parlamento proclamó la soberanía de Noruega sobre todo ese territorio.² De esa manera el Rey, a través del gobierno, pudo definir las condiciones para otorgar derechos de exploración y pro-

¹ HANISH, Jørgen Tore y Nerheim Gunnar, *Norsk Olje Historie. Fra vantro til overmot?* (Historia Petrolera Noruega. De la incredulidad a la insolencia). Norsk Petroleumsforening. Volumen 1. Leseselskapet, Oslo, Noruega 1992. p. 12.

² El Decreto Real del 31 de mayo de 1963 establece que “*El lecho marino y su subsuelo en las áreas submarinas costa afuera del Reino de Noruega están sujetas a la soberanía Noruega respecto a la exploración y a la explotación de recursos naturales, hasta los extremos en que la profundidad del mar permita la utilización de los depósitos naturales, independientemente de cualquier otro límite territorial en el mar, pero no más allá de la línea medianera respecto a otros estados*”. Leøren, Bjørn Vidar. *Drops of Black Gold*. (Gotas de Oro Negro) Statoil 1972-2002, p. 19.

ducción sobre los recursos del subsuelo en el lecho marino.³ En 1965, el ejecutivo estableció una autoridad en materia de energía e invitó a las petroleras a solicitar permisos para explorar y explotar los yacimientos. Pocos años después Noruega tuvo la fortuna de descubrir campos gigantes y súper-gigantes de gas y de aceite: Ekofisk (1969), Eldfisk (1970), Frigg (1971), Statfjord (1974), Sleipner (1974), Valhall (1975), Oseberg (1979), Snorre (1979), Troll (1979), Asgard (1981), Draugen (1984), Snohvit (1984), Heidrun (1985), Gullfaks (1986), Grane (1991) y Ormen Lange (1997).

Actividades Petroleras en la Plataforma Continental Noruega (Mar del Norte y Mar de Noruega)



Fuente: Directorado Noruego del Petróleo

³ Lov om petroleumsvirksomhet (Ley de Actividades Petroleras). § 1-1. “El Estado Noruego tiene la propiedad de los descubrimientos petroleros subterráneos y el derecho exclusivo sobre su manejo”.

La manera en que Noruega organizó su industria petrolera debe verse en el contexto de las instituciones y tradiciones que ya existían en el país antes de los grandes descubrimientos:⁴

- Sistema de gobierno bien desarrollado;
- Servicio civil eficaz;
- Sistema judicial bien establecido;
- Fuertes tradiciones en derecho internacional y en derechos humanos;
- Tradición en usar recursos del estado para el desarrollo industrial, en conjunto con la industria privada;
- Desarrollo industrial basado en recursos hidroeléctricos extendidos por todo el país;
- Amplio y bien desarrollado sistema educativo;
- Tecnología marítima competitiva y con largas tradiciones;
- Ambiente tecnológico avanzado;
- Instituciones de investigación científica e industrial bien desarrolladas.

Las premisas para el desarrollo de la industria petrolera fueron reformuladas en 1971 por un gobierno social-demócrata cuya postura política fue la de maximizar la creación de valor económico por encima de lo que se pudiese obtener por la venta de los hidrocarburos. Este gobierno favoreció a las empresas noruegas y promovió la participación de la industria nacional en la proveeduría para los proyectos petroleros.⁵ Durante este periodo los sindicatos aumentaron su capacidad de influencia. También se estableció un régimen fiscal más severo para las actividades petroleras. Otra decisión de importancia fue que todo el gas y el petróleo producido costa afuera se entregara en las costas noruegas antes de enviarse a otros destinos, salvo en los casos en los que el Parlamento otorgara la dispensa. Al alcanzar un consenso político sobre la forma en la que se desarrollaría la industria del petróleo, el gobierno pudo generar la confianza necesaria entre la comunidad comercial nacional para que ésta comprometiera sus inversiones en el sector petrolero. Esta política se tradujo en inversiones crecientes y mayores niveles de producción.⁶

⁴ FAROUK Al-Kasim, *Relevancia del Modelo Petrolero Noruego para los Países en Desarrollo*, Trabajo presentado en la conferencia de Norad: Petróleo para el Desarrollo, 2005.

⁵ Ministerio de la Industrial. *Propuesta Parlamentaria Nr. 95 (1969-70) Exploración y extracción de descubrimientos naturales en el subsuelo de la Plataforma Continental Noruega*.

⁶ BERGESEN, Helge Ole y Sydnes, Anne Kristin, *¿Inocente recién llegado o astuto vendedor?* Fritjof Nansen Institute, 1990.

Los principios políticos más relevantes para el negocio petrolero que se establecieron durante esos años pueden resumirse como sigue:⁷

- *Control nacional:*
Asegurar la supervisión y el control nacional sobre todas las operaciones que se realicen en la PCN.
- *Participación de la sociedad:*
La sociedad debe participar en la industria petrolera de Noruega, en todos los niveles que le sean pertinentes.
- *Petrolera del Estado:*
Debe establecerse una empresa petrolera del estado para cuidar los intereses comerciales del gobierno.
- *Crecimiento gradual:*
La expansión debe controlarse para asegurar un desarrollo gradual de la exploración y de las actividades relacionadas con la producción.
- *Establecer una comunidad petrolera:*
Crear una comunidad petrolera noruega, bien integrada, con ambiciones globales.
- Las actividades petroleras deben...
 - *Respeto social:*
Tomar en cuenta las condiciones socio-políticas especiales de cada región del país.
 - *Medio ambiente:*
Considerar la protección de la naturaleza y del medio ambiente.
 - *Buen vecino:*
Tomar en cuenta las actividades industriales existentes en el país.
 - *Motor industrial:*
Usarse como base para el desarrollo de otras actividades industriales.

A medida que han pasado los años puede decirse que la fuerza del Modelo Noruego reside en la consistencia de largo plazo del consenso político subyacente. A su vez, este consenso se ha ido complementando con los lineamientos siguientes:

- *Dirección nacional desde inicio.* Los recursos petroleros pertenecen a la nación, para el beneficio de su población. Aunque Noruega inicialmente fue dependiente de las petroleras extranjeras, el Parlamento y los gobiernos sucesivos crearon los instrumentos legales e

⁷ HELLUM Rolf, *Los diez mandamientos petroleros*, 14 de Junio de 1971. Referido por Lerøen, Bjørn Vidar en “*Gotas de Oro Negro*”, Statoil 1972-2002, pp. 45-46.

institucionales para proteger la soberanía nacional y para afirmar la dirección sobre el manejo de los recursos.

- *Estrictas normas de seguridad.* Inherentemente la industria petrolera conlleva severos riesgos para los trabajadores, la población, la naturaleza y el medio ambiente. Todos ellos deben ser protegidos. Cada persona y empresa implicadas en las actividades petroleras debe estar conciente de los riesgos que ello involucra y debe respetar las normas de seguridad. Los sindicatos han jugado un importante papel en este ámbito, asegurando la mejora continua de las normas y convirtiendo la seguridad en una cultura sobre el cómo planear y el cómo hacer las cosas. Por otra parte, es función del Estado realizar auditorías técnicas para verificar el cumplimiento de las normas.
- *Evitar que los negocios petroleros erosionen otros negocios.* El aplastante tamaño de la industria petrolera y de su dinamismo financiero puede fácilmente invadir otras actividades económicas o absorber los recursos que les son necesarios. Es por ello que uno de los objetivos políticos de largo plazo ha sido que la industria petrolera sepa convivir con el resto de la economía. Adicionalmente, para contrarrestar el imán de la industria petrolera, el gobierno ha mantenido una política de apoyos económicos a las comunidades, en parte para conservar a las poblaciones en su sitio, y en parte para proporcionales las herramientas para que desarrollen nuevas empresas, algunas de ellas ligadas a los negocios petroleros. De igual manera, al establecer varios puntos para el desembarque del gas y del petróleo en distintas ciudades costeras, el negocio del petróleo ha ido fertilizado las actividades económicas locales a lo largo del país. Varios ministerios promueven estos trabajos de vinculación y desarrollo.
- *Compromiso de construir el “know-how” noruego.* La innovación tecnológica es un fuerte propulsor del sector petrolero. La maximización de valor requiere la constante aplicación de las mejores tecnologías disponibles y de una inversión continua en investigación y desarrollo (I&D). Es así como la industria petrolera puede proporcionar oportunidades para desarrollar nuevas áreas de competencia en el país. Primero, al desarrollar el *know-how* local, la industria nacional puede proporcionar productos y soluciones de creciente valor agregado. Segundo, al promover el desarrollo tecnológico en el negocio petrolero se genera un efecto multiplicador sobre los conocimientos nacionales y sobre el desarrollo de nuevos productos y servicios. Bajo esta mecánica, la transmisión del *know-how* se ha convertido en una cultura. En el caso de Noruega la tecnología pe-

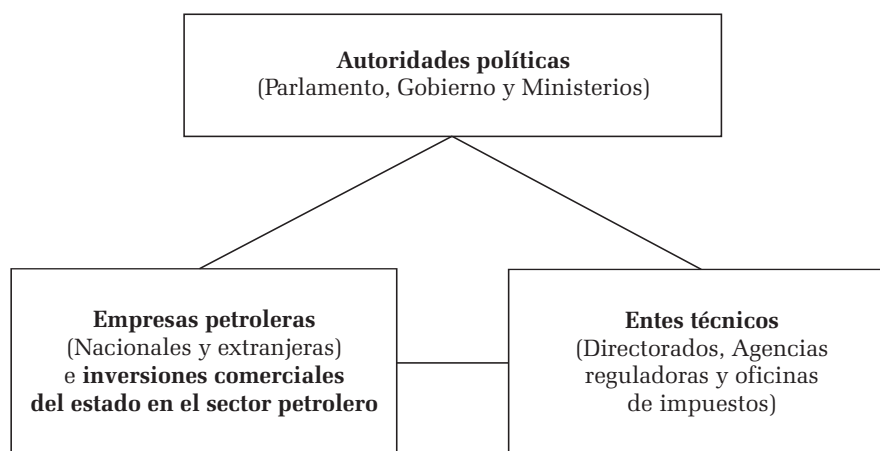
trotera inicialmente se transfirió de las multinacionales a las petroleras nacionales, pero a partir de ello el gobierno estableció mecanismos para organizar cadenas productivas y re-transmitir las habilidades adquiridas al resto de la población interesada. Para lograrlo el gobierno creó un ambiente de cooperación entre las empresas petroleras, los institutos de investigación, la industria para-petrolera, el sector financiero y de seguros y las autoridades.

- *Competencia y cooperación*: Desde el principio Noruega decidió atraer a las petroleras extranjeras y a los principales proveedores de la industria, para que establecieran unidades de producción en su territorio, asegurando con ello la confluencia de amplios recursos y numerosas mentes que ayudaran con las tareas, pero también garantizando que sólo se aplicaran las mejores ideas y soluciones.⁸ La operación de una licencia se otorga a la empresa, nacional o extranjera, que demuestre tener suficiente experiencia técnica y capacidad financiera. Sin embargo, una vez que se determina quienes serán los socios en una licencia, el grupo de inversionistas debe cooperar con ideas y experiencia para obtener los mejores resultados. De esta manera la licencia también se convierte en un sistema de control interno que cuida los equilibrios entre las partes y que supervisa los trabajos propuestos e instrumentados por el operador.
- *Extracción de la renta económica sin dañar al negocio petrolero*. La renta económica es el diferencial entre el precio y los costos, mientras que la renta petrolera es la parte de la renta económica que los precios del gas y del aceite pueden proporcionar por encima de lo que hubiera sido el rendimiento normal en otras actividades industriales. En principio, los inversionistas tienen calculado el costo de oportunidad de su dinero en otras actividades económicas igualmente riesgosas. Ese costo del dinero es el rendimiento mínimo que los inversionistas exigirán para invertir en un proyecto. El sistema impositivo asegura que la mayor parte de la renta petrolera, si no toda, corresponda a la nación y que los inversionistas reciban un pago justo por su participación. Adicionalmente, si el país quiere conservar una porción mayor de la renta económica, el estado debe hacer inversiones directas en las actividades petroleras, por ejemplo a través de una empresa petrolera estatal, para tener derecho a recibir los mismos beneficios que cualquier otro accionista.

⁸ Ministry of Petroleum and Energy, *Hechos 2006. El sector petrolero Noruego*, p. 18. *Mientras que la competencia es deseable, la cooperación entre los participantes es también benéfica.*

3. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

- La organización del sector en el Modelo Petrolero Noruego consta de tres áreas complementarias pero independientes:
 - Las autoridades políticas y gubernamentales.
 - Las entidades de supervisión (agencias técnicas).
 - Las empresas petroleras y las inversiones del estado en el sector petrolero.



Las autoridades políticas y sus entes técnicos:

- El Parlamento es responsable de la legislación que define el marco de las actividades petroleras. Establece los principios de la política que define el nivel de extracción, los proyectos petroleros de mayor envergadura y supervisa la forma en la que el gobierno instrumenta la política y la legislación. Los debates se basan en Documentos de Análisis y propuestas ("White Papers") elaborados por el Ejecutivo.
- El gobierno ejecuta la política petrolera a través de los siguientes ministerios y agencias:
 - *Ministerio del Petróleo y la Energía (MPE)* es responsable del manejo de los recursos petroleros de acuerdo con los lineamientos establecidos por el Parlamento.
 - *Directorado Noruego del Petróleo (DNP)* es una agencia asesora del MPE en áreas relativas a la dirección, exploración y producción de los yacimientos petroleros. El *DNP* emite y aplica las regulaciones para las actividades petroleras (ver sección 5). Sus responsabilidades incluyen proponer a las empresas las medidas para maximizar la extracción de las reservas. El *DNP* también es responsable de la contabilidad oficial de los recur-

sos petroleros noruegos.⁹ Puede mencionarse que la metodología aplicada por el DNP para la contabilidad de los recursos¹⁰ se usa cada vez más en otros países y en agencias internacionales.

- *Ministerio del Medio Ambiente (MMA)* es responsable de instrumentar y supervisar las leyes y regulaciones para la preservación del medio ambiente, incluyendo las actividades relacionadas con la industria petrolera.
 - *Autoridad Noruega de Control Petrolero* es un Directorado (Agencia reguladora en materia técnica) que asegura el cumplimiento de la Ley de Control de la Contaminación y que proporciona consejos, valoraciones, documentación técnica y apoyo especializado al MMA. El propósito de la Ley es prevenir y reducir el daño y las molestias creadas por la contaminación. La Ley se aplica cuando existe una descarga de sólidos, líquidos o gases, al aire, agua o tierra, causada por actividad humana y que la descarga represente un riesgo de impactos adversos al ambiente, afectando a cualquier receptor, real o potencialmente, sea este una persona, la fauna o la naturaleza en sí misma. Así, la contaminación está prohibida, a menos que sea específicamente permitida por la ley, por las regulaciones o por permisos individuales.
- *Ministerio del Trabajo e Inclusión Social* es responsable de aplicar las leyes y las regulaciones para la salud, el medio ambiente y la seguridad, incluyendo las actividades de la industria petrolera.
 - *Autoridad de la Seguridad Petrolera* debe cerciorarse del cumplimiento de las leyes y regulaciones en materia de seguridad, medio ambiente laboral y medidas de contingencia necesarias en el sector petrolero. En principio el operador es responsable de la seguridad y de la adopción de las mejores prácticas, en tanto que la autoridad supervisa el cumplimiento del marco legal a través de auditorias y visitas a los lugares de trabajo.¹¹ Las normas de seguridad noruegas se encuentran entre las de

⁹ DNP. *Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 2005*. (Los recursos petroleros en la plataforma continental noruega).

¹⁰ DNP. *The Petroleum Resources on the Norwegian Continental Shelf. 2005*. Capítulos 2 y 6. “Las estimaciones de los recursos se basan en el desarrollo de soluciones que las empresas han considerado para varios proyectos o en las evaluaciones realizadas por el DNP para soluciones que puedan resultar relevantes”.

¹¹ Ministerio del Trabajo e Inclusión Social, *Informe parlamentario nr. 12. Salud, Medio Ambiente y Seguridad en las actividades petroleras 7 de abril de 2006*, (2005-2006).

mayor exigencia y nivel de cumplimiento en la industria petrolera internacional.

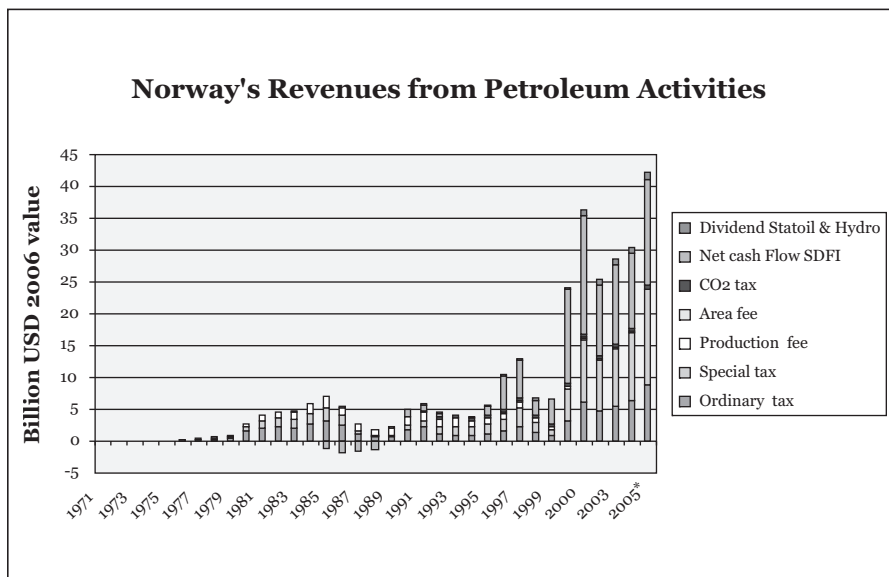
- *Ministerio de Pesca y Asuntos Costeros* es responsable de instrumentar las medidas de contingencia en caso de derrames de aceite.
 - *Administración Costera de Noruega* cuida que el Estado se encuentre preparado para actuar en casos agudos de contaminación (como los derrames de aceite), particularmente en los casos en que los privados o los municipios no puedan cubrir las necesidades de manera satisfactoria. En tales casos, el Departamento de Respuesta de Emergencia toma acción a nombre de la persona que originó la contaminación. El Departamento cuenta con aviones de vigilancia, con acceso a barcos y a varios depósitos que contienen el equipo para enfrentar un derrame de aceite.
- *Ministerio de Finanzas* es responsable de los ingresos del Estado, que en el sector petrolero incluyen: impuestos a las actividades petroleras y gasistas; cargos y tarifas; los dividendos provenientes de acciones en Statoil y en Hydro, y; la propiedad en campos petroleros a través de los Intereses Financieros Directos del Estado (*IFDE*).
 - *Oficina de Impuestos Petroleros* es parte de la Administración Hacendaria de Noruega. Su función es asegurar la correcta valuación y recaudación de los impuestos y cuotas del sector petrolero, de acuerdo con lo establecido en las leyes y reglamentos. La mayoría de los países tiene al menos dos regímenes impositivos para la industria petrolera: el impuesto al ingreso “en general” que se aplica a todas las actividades económicas, y un régimen impositivo especial para las actividades petroleras. El régimen impositivo especial se justifica porque las empresas petroleras reciben la concesión de explotar un recurso valioso, escaso y non-renovable que pertenece a la nación. Sin embargo, la definición de un régimen impositivo especial para la industria petrolera es un asunto complejo, pues debe crearse un equilibrio que permita a las empresas recibir un beneficio estable para que sigan inyectando los flujos anuales de inversión que se requieren para mantener la constancia en los proyectos.¹² Por otro lado, si las petroleras no ganan el dinero, el Estado tampoco recauda ingresos. “De esta manera, todos

¹² KEMP, Alexander, “Recaudación de la Renta Petrolera en el Mundo”. The Institute for Research on Public Policy, 1987. xxxvii-xlv

los participantes en el sector petrolero noruego comparten el interés en común de asegurar que la producción de los recursos petroleros noruegos cree los mayores valores económicos posibles”.¹³

La base para el cálculo del impuesto especial a las actividades petroleras es el *precio normado* que se fija cada mes y para cada campo por el Consejo de Normatividad de Precios. En general, el precio normado para los crudos y el NGL es el precio al que lleguen agentes independientes, mientras que para el gas, es el precio de las ventas realizadas.

- Operating income (norm price)
 - Operating expenses
 - Linear depreciation for investments (6 years)
 - Exploration expenses
 - CO₂-tax and area fee
 - Net financial costs (limited by the thin capitalisation rule: 20% equity)
- = Corporation tax base (tax rate: 28%)
 - Uplift (7,5% of investment for 4 years)
- = Special tax base (tax rate: 50%)



¹³ Ministerio del Petróleo y la Energía. *Hechos 2006. EL Sector Petrolero Noruego*. p. 18.

- *Fondo de Pensiones del Gobierno*, anteriormente llamado Fondo Petrolero del Gobierno, se estableció en 1990. El Ministerio de Finanzas es responsable del manejo del Fondo. Delega la responsabilidad operativa de los activos internacionales a la Dirección de Inversiones del Banco Central de Noruega (DI-BCN). El capital se invierte en instrumentos financieros fuera del país, en mercados desarrollados o emergentes, en inversiones de renta fija. La DI-BCN maneja una parte del Fondo por sí misma y otra a través de agentes. A 2005 el Fondo había crecido a US\$ 225 billones aproximadamente.¹⁴

4. EMPRESAS EN EL NEGOCIO DEL GAS Y DEL PETRÓLEO

Statoil ASA

- Statoil fue creada en 1972 como una empresa gubernamental para cuidar los intereses comerciales del Estado en el sector petrolero y para asegurar la presencia nacional en todas las actividades petroleras en la PCN. La justificación para la creación de Statoil fue que “*Ante problemas particularmente delicados, pudiese resultar que en el futuro el Ministerio de Energía requiera de manera creciente del consejo de un Directorado o de una empresa del Estado*”.¹⁵ Statoil contó con recursos limitados para cumplir con sus mandatos durante los años que siguieron a su creación. Por eso, en los setentas, el Estado favoreció a Statoil con participaciones de al menos 50% en cada licencia concedida. No fue hasta mediados de los ochentas que esta práctica desapareció cuando Statoil finalmente tuvo la total capacidad operativa para competir por el desarrollo de un campo.¹⁶ También durante ese período el Estado concedió a Hydro y a Saga Petroleum porcentajes preferentes en los bloques más prometedores. Las tres petroleras nacionales trabajaron de forma muy cercana con las empresas operadoras extranjeras, para aprender de ellas. Después de algunos años las petroleras nacionales desarrollaron las habilidades y capacidades necesarias para cumplir con los requisitos que debe satisfacer un operador.¹⁷

¹⁴ Ministerio del Petróleo y la Energía, *ibid.*

¹⁵ LERØEN, Bjørn Vidar, *ibid.*, p. 22.

¹⁶ Ministerio del Petróleo y la Energía, *Hechos 2004 Actividades petroleras en Noruega*, p. 11.

¹⁷ HANISH, Jørgen Tore and Nerheim Gunnar, *Historia petrolera de Noruega*, Norsk Petroleumsforening, Volumen 1, Leseselskapet, Oslo, Noruega, 1992, p. 370.

- Hoy Statoil¹⁸ es una empresa integrada, desde la exploración hasta la distribución. Sólo la mitad de sus 26 mil empleados trabaja en Noruega. El resto lo hace en los 33 países en los que la empresa tiene representaciones, 15 de los cuales corresponden a países en donde Statoil tiene actividades de exploración y producción. La empresa, especializada en la producción submarina, es operadora de 24 campos de gas y de aceite en Noruega, en tanto que el total de producción que se maneja en esos campos es de casi 2 MMBPED (millones de barriles de petróleo equivalentes por día). Statoil es también uno de los mayores vendedores de crudo en el mundo y uno de los principales proveedores de gas natural en el mercado europeo. En 2001 el Estado decidió privatizar parte de Statoil. Las acciones se listaron en la Bolsa de Valores de Oslo y de Nueva York. Hoy el Estado posee 70.9% de las acciones y Statoil ya no juega papel alguno en la instrumentación de políticas gubernamentales. Su asamblea corporativa consta de 12 miembros, de los cuales ocho son elegidos por la asamblea general y cuatro por los empleados. En 2005 Statoil obtuvo US\$ 62.5 billones en ingresos y US\$ 4.9 billones en utilidades netas.

Petoro, una peculiar petrolera pare estatal

- *Petoro AS* es la entidad estatal responsable para la dirección del IFDE.
- La Inversión Financiera Directa del Estado (IFDE) se creó en 1985 como una medida adoptada por el Estado para tener un mejor control de los enormes flujos de efectivo que se esperaba obtener de los gigantescos campos de petróleo y de aceite descubiertos en la PCN. La idea atrás del IFDE fue crear una especie de “banco petrolero estatal” para invertir directamente en el negocio de los hidrocarburos, en vez de hacerlo a través de Statoil. El debate surgió al inicio de los ochentas cuando Statoil crecía de manera acelerada, transformándose en un gigante económico. Algunos llegaron a decir que Statoil se convertía en un Estado dentro del Estado. La creación del IFDE también ofrecía otras ventajas. Por ejemplo, el Gobierno dejaría de usar parte de las utilidades de Statoil’s para financiar el presupuesto nacional, lo que hasta ese momento estaba reduciendo la capacidad de la empresa para re-invertir en el negocio petrolero. Más aún, el IFDE también ayudarían a liberar a Statoil de numerosas tareas políticas y administrativas que reprimían su conducta comercial.

¹⁸ www.statoil.com

Adicionalmente, el Parlamento consideró que era necesario mantener una sana distancia entre el gobierno y la petrolera del estado:¹⁹ “Las actividades petroleras tendrán una fuerte influencia sobre la sociedad Noruega durante muchos años por venir. Por ello, es de la mayor importancia que en todo momento estemos dispuestos a re-evaluar la experiencia adquirida en el negocio petrolero y a replantear su futuro de forma imparcial respecto a las decisiones tomadas en el pasado. Esto aplica tanto a la estrategia de desarrollo como al desenvolvimiento de las operaciones, a los aspectos organizacionales y a la manera en la que deban aplicarse los ingresos petroleros”.²⁰

Como inversionista el IFDE retiene mayores porcentajes en las licencias de campos en los que se espera tener altas utilidades, en tanto que en los campos en los que se espere menor rentabilidad el IFDE toma bajos porcentajes o nada. El IFDE paga el monto de las inversiones y costos que corresponden al estado en las licencias seleccionadas, así como en los ductos y las instalaciones de procesamiento. Como contraprestación, el gobierno recibe los réditos correspondientes por la venta de la producción y por fuentes extraordinarias de ingreso. En 2005 el IFDE produjo 1.2 MMBDpe.²¹

Otras petroleras nacionales

- *Hydro* es un conglomerado industrial público-privado con una participación estatal de 43.8%. La empresa se fundó en 1905 y desde 1965 participa en el negocio petrolero. Hoy *Hydro* es una empresa centrada en el aluminio y la energía, con 35,000 empleados en casi 40 países, y forma parte de la lista del Fortune 500. En el negocio petrolero *Hydro* es una empresa global con actividades costa-afuera que opera 13 campos de gas y de aceite en Noruega, Rusia, Canadá y Angola, entre otros. En Noruega, *Hydro* es operador de campos que en conjunto producen casi 1 MMBDpe. En 2005 la producción propia fue de 563 mil BDpe.
- *Saga Petroleum* se creó en 1972 como una empresa 100% privada para incorporar a inversionistas noruegos de pequeña y mediana escala interesados en participar en la exploración y producción de gas y de petróleo. *Saga* desapareció en 1999 cuando 90% de sus acciones fueron vendidas a *Hydro* y 10% a *Statoil*.

¹⁹ LERØEN, Bjørn Vidar, *ibid.*, p. 71.

²⁰ LERØEN, Bjørn Vidar, *ibid.*, p. 71.

²¹ Los resultados de *Petoro* al término de 2005 fueron de Nok 152.7 bn; ingresos operativos de Nok 113.2 bn; flujo neto de efectivo de Nok 99.2 bn. (US\$1 = 6.48 Nok). Producción de aceite y NGL fue de 788 TBD y producción de gas de 73 m3/día. *Petoro*. “2.trimestre 2006”. Stavanger, julio 2006. www.petoro.no

Las petroleras extranjeras

- Durante los años sesentas y sesentas las mayores petroleras internacionales se dirigieron a Noruega al percibirla como una prometedora provincia petrolera. Luego de ser expulsadas de los países miembros de la OPEP, las petroleras internacionales aceptaron las condiciones nacionalistas establecidas por Noruega para participar en su emergente industria petrolera. A lo largo de los años la mayoría de las multinacionales han tenido intereses en Noruega. Además del potencial en hidrocarburos, las multinacionales se sintieron atraídas por la estabilidad del marco económico y legal del país. Sin embargo, a medida que la provincia petrolera fue alcanzando su madurez, algunas de las petroleras de mayor tamaño fueron emigrado hacia otros países. Para compensar, el gobierno ha adoptado medidas para atraer a otras petroleras extranjeras, algunas de menor tamaño. Desde 2001 se han precalificado 28 nuevas empresas para participar en las rondas de licitaciones.

Gassco AS

- Noruega cuenta con un sistema troncal de gasoductos submarinos de 6,600 km de largo que une los campos productores con los puntos de la entrega, en Noruega y en el extranjero. Todos los concesionarios deben vender su propio gas, pero las autoridades, a través de Gassco, cuidan que el sistema de transporte y su funcionamiento se realicen de manera eficiente, además de supervisar las asignaciones de capacidad. La empresa se estableció en 2001 como una agencia 100% estatal. Gassco no invierte en infraestructura pero, basado en las alternativas propuestas por las empresas inversionistas, tiene como objetivo evaluar el desarrollo futuro de los gasoductos. Los ductos y las terminales son propiedad de *Gassled Partnership*,²² una entidad que incorpora todas las instalaciones de gas y a sus propietarios una vez que el acceso a la capacidad de un ducto se abre a terceros que quieran transportar gas.
- Vale la pena mencionar la “máquina exportadora de gas natural” que Noruega ha logrado construir para abastecer los mercados del Reino Unido y de Europa continental, además de la construcción de una terminal de licuefacción de gas natural en el Ártico que eventualmente servirá para exportar GNL a América del Norte. Esto ha

²² Los propietarios de Gassled son: Petoro AS 38.63%, Statoil ASA 20.56%, Norsk Hydro Produksjon AS 11.19%, Total E&P Norge AS 8.67%, ExxonMobil Exploration and Production Norway AS 5.18%, Norske Shell Pipelines AS 4.44%, Mobil Development Norway AS 4.58%, Norse Gas AS 3.05%, Norske ConocoPhillips AS 2.03% y Eni Norge AS 1.69%. El porcentaje de Petoro en Gassled se incrementará a 9.5% en 2011. Ministerio del Petróleo y la Energía, *Hechos 2006*, p. 45.

sido posible gracias a los descubrimientos de grandes campos de gas seco en el país. La posición gradualmente ganada en esos mercados, aún en crecimiento, ha permitido a Noruega construir una impresionante red de gasoductos submarinos para ganar mercados con precios competitivos.²³ También ha facilitado el desarrollo de campos de aceite y de nuevos campos de gas que en el futuro servirán para remplazar los ingresos del petróleo a medida que vayan cayendo las exportaciones de aceite.

La industria para-petrolera

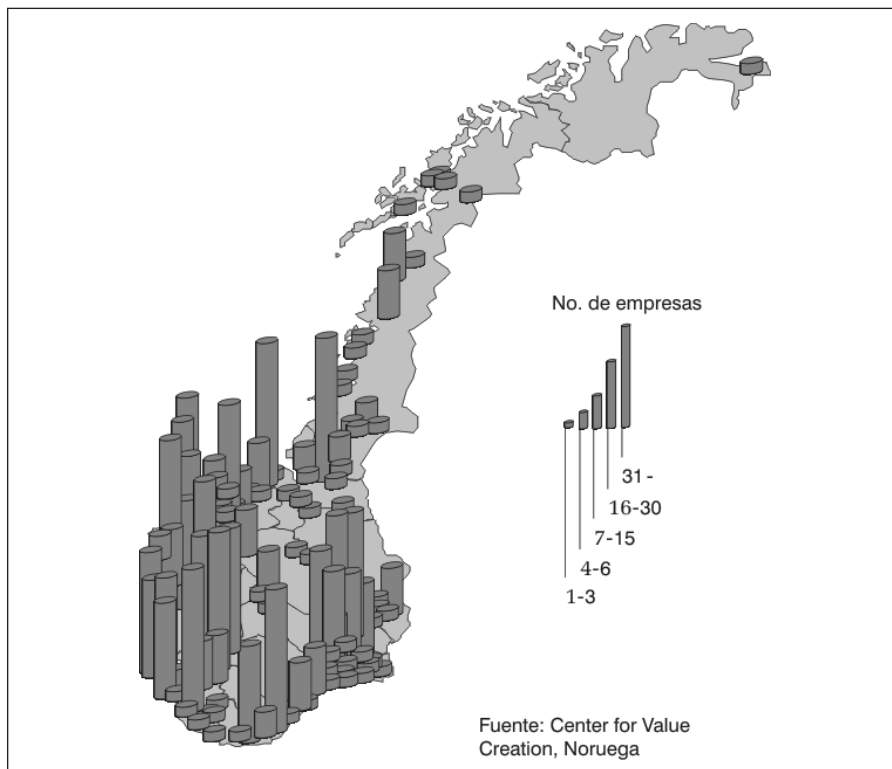
- La tecnología ha jugado un importante papel en el desarrollo de los negocios de gas y petróleo de Noruega. Mientras que en los años sesentas la política se basó en las transferencias de tecnología de las multinacionales, hacia mediados de los setentas quedó demostrado que las difíciles condiciones en el Mar Norte requerían de soluciones hechas a la medida. Una aplicación común en la PCN fue la de montar sistemas modulares de perforación, almacenamiento y habitación sobre grandes estructuras de concreto que se elevaban a partir del lecho marino. El sistema modular permitió que los trabajos de construcción de las grandes plataformas pudiera ser dividida entre muchas empresas y astilleros. Las empresas petroleras seleccionaron a los proveedores y dieron su apoyo a la emergente industria para-petrolera de Noruega. Esta forma de organización resultó ser costosa durante los primeros años pero finalmente permitió la integración de numerosas empresas nacionales de bienes y servicios y el establecimiento de empresas extranjeras especializadas en territorio noruego.
- Hoy el Contenido Nacional se basa en dos áreas principales: el desarrollo de clusters petroleros con empresas nacionales extendidas alrededor del país, y el constante apoyo económico e institucional del estado a la Investigación y al Desarrollo (I&D) de nuevos productos.
 - *La proveeduría nacional:* Al principio la industria nacional mostró poco interés en participar en la industria petrolera.²⁴ Hoy, Noruega cuenta con un sector para-petrolero sumamente competitivo, así como con institutos de investigación, en cada eslabón de

²³ ESTRADA JAVIER, Moe Arild y Dahl Martinsen Kåre, *El desarrollo de los mercados europeos de gas natural. Perspectivas económicas, políticas y medioambientales*, John Wiley & Sons, Gran Bretaña, 1995, pp. 224-245.

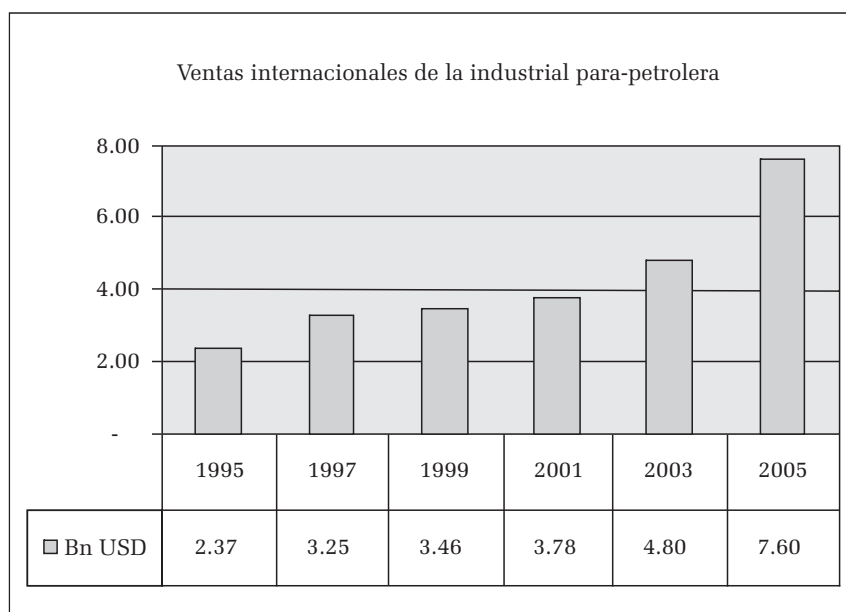
²⁴ HANISH, Jørgen Tore and Nerheim Gunnar, *Historia petrolera noruega*, volumen 1, Le-seselskapet, Oslo, Noruega, 1992, p. 223.

la cadena petrolera, particularmente en estudios sísmicos, equipos de perforación, unidades submarinas y producción flotante que las empresas noruegas han llevado a los mercados internacionales con productos de primera línea. Las empresas del sector para-petrolero se encuentran a lo largo del territorio y emplean 200 mil personas de manera directa o indirecta. 90% de todos los condados suministran algún producto o servicio a la industria petrolera. La mayor parte de la actividad de la industria para-petrolera es para satisfacer demandas en Noruega, cubriendo con contenido nacional más del 60% del conjunto de contratos. Sin embargo, una creciente porción de las ventas se destina a las exportaciones. La experiencia ganada en los mercados extranjeros es también importante para reducir los costos en Noruega.

Ubicación de las empresas para-petroleras de Noruega



- *Exportaciones de bienes y servicios para la industria petrolera.* Las exportaciones de productos y servicios para-petroleros han aumentando al punto de ser superiores a las ventas en el mercado nacional. Reportes de investigación estiman que este tipo de exportaciones alcanzaron US\$ 7.6 mil millones²⁵ en 2005, partiendo de casi nada hace 10 años. La meta del sector es duplicar el valor de las exportaciones para-petroleras en el 2010.



- *INTSOK* es una fundación creada por las autoridades en 1997 para promover la internacionalización de la industria para-petrolera. Hoy 160 empresas son miembros de esta asociación. INTSOK también facilita la complementariedad de las empresas miembro con las petroleras que operan en Noruega. Una reciente cartografía hecha por INTSOK muestra que el sector para-petrolero de Noruega ha desarrollado 16 cadenas competitivas de suministro, capaces de ganar contratos internacionales.²⁶

²⁵ HEUM, Per et al. Arbeidsnotat nr. 28/06, *Proveedurías de empresas noruegas para la extracción de gas y petróleo en Noruega y en el extranjero*, 2005. SNF-prosjekt r. 2670. Samfunns-og Næringslivsforsning AS. Bergen, Junio de 2006.

²⁶ WANGEN GULLBRAND, *Las capacidades tecnológicas competitivas*, en *Tecnología Petrolera Noruega*, Academy of Technological Studies, 2005, p. 12.

Los clusters noruegos de gas y petróleo

<i>Cluster</i>	<i>Área de especialización</i>					
• Reservorios y sísmica	Equipos	Adquisición de información	Modelos y procesamiento de información	Ingeniería	I&D	Asesoría y financiamiento
• Perforación	Equipo					
• Producción submarinas						
• Plataformas	Fabricación	Soluciones en paquete	Administración de proyectos			
• Terminales	Equipo mecánico	Sistemas marinos	Tecnologías de información			
• Operaciones	Mantenimiento y modificaciones	Operaciones	Logística y transporte	Servicios a perforaciones		
• Abandono	Administración de proyectos y astilleros					

Fuente: www.intsok.no

- *Los centros de investigación:* Algunas de las soluciones que actualmente se usan en la industria del gas y del petróleo son el resultado de investigaciones y esfuerzos tecnológicos desarrollados desde los años setentas. Sin embargo, en el futuro los desafíos en la PCN exigirán más conocimientos y tecnologías. Noruega cuenta hoy con centros calificados de investigación para la industria petrolera, en las universidades y en las empresas. Muchos de estos centros han ganado reconocimiento internacional. Ahora el gobierno está dando apoyos económicos a programas de I&D que conjunten esfuerzos multidisciplinarios para resolver tareas específicas del sector petrolero.
 - OG21 (Gas y Petróleo en el siglo XXI) es un foro establecido para unir a las industrias del gas y del petróleo en una estrategia tecnológica nacional común. Una de las metas es aumentar los fondos del estado para I&D en área petroleras a US\$ 100

millones anuales. En el foro participan las empresas petroleras, las universidades, los institutos de la investigación, la industria para-petrolera y las autoridades. El trabajo del OG21 se enfoca en ocho áreas principales:

1. Tecnología ambiental para el futuro;
2. Caracterización de depósitos y exploración;
3. Producción mejorada;
4. Eficiencia en costos de perforación e intervención;
5. Operaciones integradas y manejo de yacimientos en tiempo real;
6. Procesamiento y transportación submarinos;
7. Tecnología de producción submarina en aguas profundas;
8. Tecnologías del gas natural.

- Otros programas de investigación son *Petromaks*, para mejorar las tasas de recuperación en campos productores; *Demo2000* para demostrar los resultados de las nuevas tecnologías; *Proof*, para la investigación medioambiental relacionada con la industria petrolera; y *Climit*, para desarrollar tecnologías en las que el gas natural se use como combustible.

El “lazo de unión” entre las partes:

- La cultura noruega se basa en el consenso y un desarrollado sentido de igualdad. La colaboración se basa en la confianza pero también en acuerdos, leyes, sanciones, compromisos y competencia. Con fuertes tradiciones social-democráticas y en organizaciones sindicales pujantes, la construcción de la industria petrolera noruega ha atravesado por varios procesos para alcanzar la cohesión que hoy la caracteriza. Sería necesario escribir un libro de historia para describir la forma en la que las partes sociales se han acomodado para crear espacios que a todos permitan desempeñar su papel.
 - KonKraft es un ejemplo actual del tipo de coordinación que existe entre las autoridades y la industria del gas y del petróleo. Los debates se lleva acabo en el *Foro de Directivos*, establecido en el año 2000, integrado por los directores de 40 de las mayores empresas petroleras, para-petroleras, asociaciones patronales, sindicatos, institutos de investigación y autoridades, para discutir cómo fortalecer la competitividad de la PCN respecto a otras provincias petroleras, así como la competitividad de la industria para-petrolera.²⁷

²⁷ KON-KRAFT, *Reporte final de actividades*, 28 de agosto de 2003.



5. LA REGLAMENTACIÓN DE LA EXPLORACIÓN Y LA PRODUCCIÓN

Coordinación

- Como ya fue mencionado, uno de las principales tareas del Directorado Noruego del Petróleo (*DNP*) es la administración de los recursos petroleros. Esto lo hace ejerciendo el control sobre los procesos reglamentarios establecidos para explorar y producir los hidrocarburos. El DNP realiza la evaluación global de cada eslabón en la cadena de valor, desde la exploración hasta la producción. Para ello mantiene una completa base de datos sobre las reservas identificadas y sobre los recursos por descubrir. Estas capacidades permiten que, al evaluar los planes presentados por las empresas y su capacidad para cumplir con las tareas, el DNP se pueda enfocar en las tasas máximas de recuperación posible.

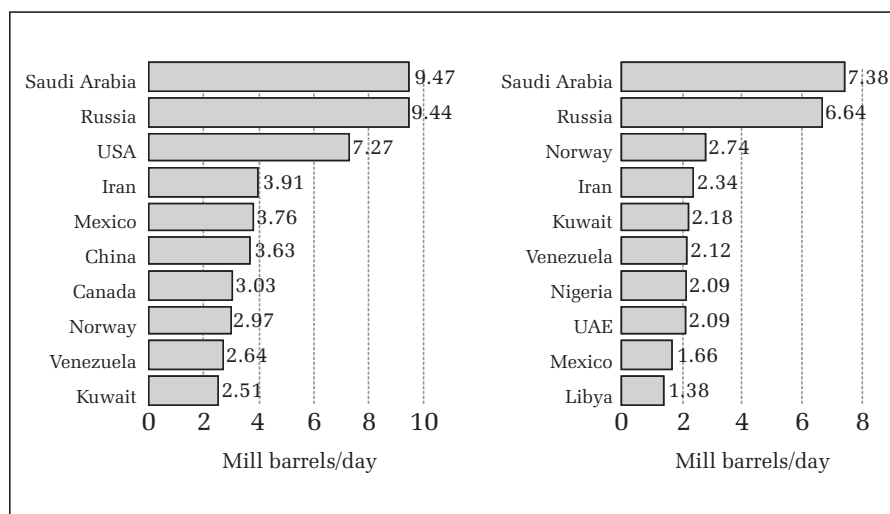
TAREAS DEL DNP		
Etapa pre-exploratoria	Etapa de exploración	Etapa de producción
<p>Adquisición de información</p> <ul style="list-style-type: none"> • Concesión de permisos de reconocimiento geofísico • Adquisición de datos de perforación sísmica y superficiales • Asesoría al MPE sobre nuevas áreas • Análisis preliminar sobre los posibles impactos de las actividades petroleras <p>Evaluación de las áreas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mapeo y evaluación de los bloques antes de recibir las solicitudes • Evaluación de las solicitudes y asesoramiento al MPE sobre geología, tecnología y medio ambiente • Evaluación de las empresas y asesoramiento al MPE • Participar en las negociaciones con las partes sociales y asesoramiento al MPE. 	<ul style="list-style-type: none"> • Administración de las licencias • Evaluación y pre-calificación de empresas petroleras que solicitan licencias • Participar como observador en los Comités de cada licencia • Aprobación de los trabajos de perforación y muestreo • Muestreo de sitios y gas superficial • Revisión del programa de perforación • Nombre y número de cada pozo perforado • Supervisión diaria de los trabajos de perforación (geología y registros) • Pruebas de formaciones y recolección de los datos • Revisión del reporte final de los pozos • Extensión del período de vigencia de una licencia (consejo al MPE) • Aprobaciones y modificaciones al plan de trabajo • Abandono o renuncia de áreas 	<ul style="list-style-type: none"> • Permisos anuales de producción • Vigilancia de las licencias • Revisar o elaborar un nuevo PDO • Estudios regionales y coordinación para el PIO • Revisión de los Acuerdos de Operación Conjunta • Recepción de reportes de producción anuales, mensuales y diarios • Vigilancia de los trabajos de perforación en pozos de desarrollo • Estudios de campo • Medición • Cálculo de impuestos y recaudación • Esfuerzos para promover la producción mejorada • Desmantelamiento y abandono
	<ul style="list-style-type: none"> • Administración de los recursos 	

Actividades actuales

- Al final de 2005 Noruega contaba con 24.4 mil millones de bbl p.e. (MMMBpe) de reservas remanentes en campos existentes. Los campos se desarrollan a través de 289 licencias de producción, de las cuales 53% corresponden a Statoil y Hydro. Hay participaciones noruegas en casi todos los campos, aunque 39 empresas nacionales y extranjeras mantienen actividades en la PCN. Tomando en consideración los porcentajes que el estado tiene en Statoil, Hydro y en Petoro/IFDE, el Estado tiene un interés directo e indirecto en 54.24% de las reservas remanentes.

- 59 campos se encontraban en la etapa de producción al término de 2005, requiriendo inversiones anuales de US\$ 14 mil millones y de US\$ 6 mil millones en gastos de operación. Con una producción de 2.97 MMBD de petróleo en 2005 y de 83 MMMm3 de gas natural, Noruega es uno de los principales exportadores de estos dos hidrocarburos. En 2005, el flujo neto de efectivo del sector de petróleo correspondió al 33% de los ingresos del estado y a 25% del PIB. El valor de las exportaciones petroleras fue de US\$ 71 mil millones²⁸ que representan 52% del total de las exportaciones.

Principales productores y exportadores de petróleo en 2005
(incluye Líquidos de Gas y condensados)



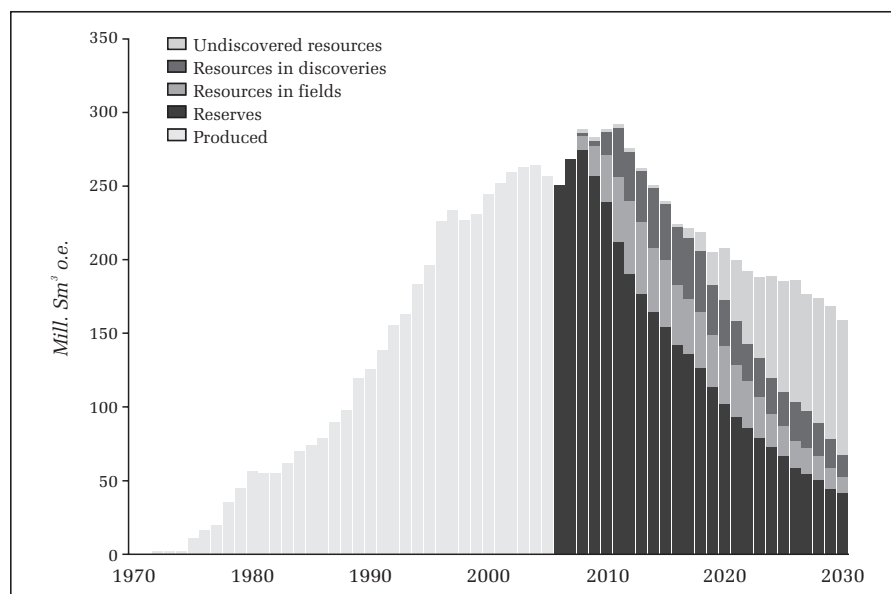
Fuente: Ministerio del Petróleo y la Energía, *Hechos. El Sector Petrolero Noruego en 2006*.

- El DNP calcula que hasta ahora sólo se ha producido un 1/3 de las reservas potenciales del país. Considera que antes de 2015 es posible agregar 4.6 MMBpe de reservas contingentes en campos existentes. La estimación también se basa en que Noruega ha logrado aumentar la recuperación en la extracción de 25% al inicio de los 1980s a 40% en 1995 y a 46% al día de hoy, mientras que el objetivo es aumentar el promedio a 50% o más para extender la vida de los campos maduros. Para alcanzar este objetivo el DNP promueve nuevos métodos de recuperación mejorada y presiona a las empre-

²⁸ Ministerio del Petróleo y Energía, *ibid.*, 2006.

sas para que realicen esfuerzos adicionales para aumentar la recuperación en los campos productores. También promueve que se desarrollen los campos cercanos a la infraestructura existente, a probar y desarrollar nuevas reservas, y a operar los campos eficientemente.

Total Petroleum Production 1970-2030

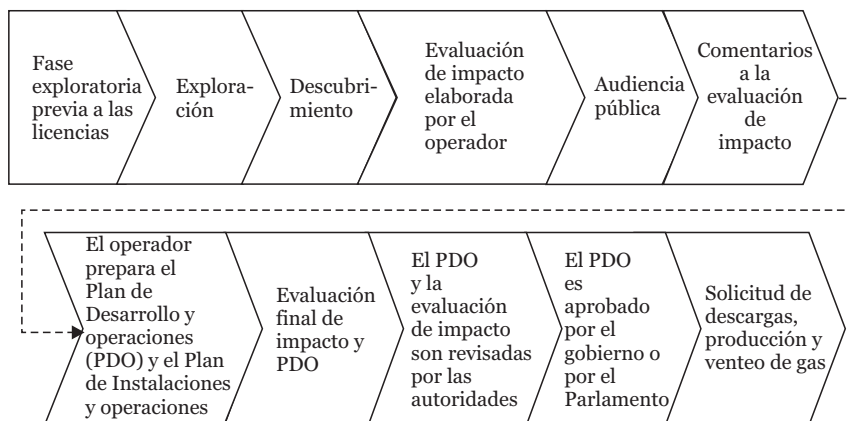


El marco operativo de la industria petrolera

- El proceso: La Ley Petrolera, las regulaciones de la Ley y los documentos de la licencia establecen los derechos y las obligaciones de los concesionarios. Mientras el MPE concede o retira las licencias, el Directorado supervisa los aspectos técnicos una vez que se otorga una licencia.²⁹ Debe mencionarse que el DNP concentra toda la información necesaria para establecer bases de datos sobre los recursos petroleros en la PCN. Después de un corto periodo de confidencialidad la información se hace disponible a todos los interesados.

²⁹ La supervisión del cumplimiento con lo previsto en estas regulaciones o de decisiones relacionadas con estas regulaciones debe realizarse por el DNP. EL DNP puede tomar las decisiones administrativas necesarias para la instrumentación de las provisiones contenidas en estas regulaciones. Capítulo 6, Provisiones Generales Sección 30. Supervisory Authority Regulations Relating to Resource Management in the Petroleum Activities. The Norwegian Petroleum Directorate.

El proceso para obtener una licencia de producción



La apertura de una área: Antes de abrir las actividades petroleras en una región el gobierno lleva a cabo una evaluación de los impactos medioambientales, sociales y económicos. Si la evaluación es aceptada por las autoridades locales y por las partes sociales, el Parlamento permite al gobierno realizar la ronda de licitaciones correspondiente. Se da prioridad a áreas cercanas a infraestructura existente, excepto en los casos en los que exista una política explícita de desarrollar regiones apartadas.

- *La licencia de producción:* El gobierno anuncia las rondas de licitaciones y los criterios que los solicitantes deben cumplir basado en bloques previamente nominados por las petroleras. En las licitaciones solo pueden participar empresas pre-calificadas. Cada licencia mantiene un derecho exclusivo de exploración y producción en un área definida. Con base en las solicitudes recibidas, el MPE aprueba al operador y al grupo de empresas que participarán en cada licencia. “*Los criterios más importantes para otorgar una licencia son el entendimiento de la geología, la competencia técnica, la capacidad financiera y la experiencia de la empresa petrolera*”.³⁰ Las empresas seleccionadas conforman una sociedad que se responsabiliza de las obligaciones contraídas. Los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad del Estado noruego, pero una vez se extraen se convierten en propiedad de los concesionarios. Cada socio tiene derecho a la parte proporcional que le corresponde. La licencia se concede por un periodo de 10 años durante los cuales se deben realizar trabajos de exploración

³⁰ Ministerio del Petróleo y la Energía, *ibid.*, p. 18.

obligatorios. Solo cuando estos trabajos han sido concluidos los socios pueden decidir devolver la licencia. El área abandonada se vuelve a incluir en las rondas para otorgar nuevas licencias. En áreas maduras puede otorgarse una licencia exclusivamente para el área que solicitante tenga planes concretos de desarrollo. Una vez concluida la fase exploratoria las empresas pueden conservar exclusivamente las áreas en las que tienen planeado iniciar la producción.

- *El PDO* es un plan de desarrollo y operación que debe someterse a aprobación cuando una licencia quiere desarrollar un yacimiento petrolero. El PDO también debe incluir un plan para alcanzar las mayores tasas de recuperación posibles. Una vez autorizado, el PDO es obligatorio. El PDO debe incluir una evaluación de impacto ambiental que puede ser comentado por terceros afectados. Un PDO también deberá contener información sobre el transporte del gas y del aceite así como de las instalaciones de recepción y procesamiento (PIO). Antes de que el DNP otorgue el “permiso para iniciar la producción”, el operador debe tener una solución para disponer del gas producido. El permiso de producción del DNP debe renovarse todos los años. Si uno o varios campos se extienden más allá de un bloque con concesionarios diferentes, antes de presentar el PDO, las partes deben firmar un *acuerdo de unitización* para la realización de actividades conjuntas. El plan debe especificar cuáles serán las actividades conjuntas y describir los principales elementos del acuerdo.

Remoción y abandono: Dos a cinco años antes de la conclusión o renuncia de una licencia de producción o del uso de una instalación, los concesionarios deben someter al MPE un plan sobre cómo se removerán las instalaciones y la correspondiente evaluación de impacto ambiental. En caso de abandono, los concesionarios son responsables de cualquier problema relacionado con la instalación. Sin embargo, la responsabilidad sobre su mantenimiento puede transferirse al Estado a cambio para una compensación financiera.

6. LOS RETOS POR VENIR

- El medio ambiente: Los impuestos a las emisiones de CO₂, las evaluaciones de impacto ambiental, las limitaciones a la quema de gas y los estrictos requisitos del PDO/PIO son los instrumentos que se usan para mitigar las emisiones de CO₂, NO_x, nmVOC y demás descargas de la industria petrolera. La industria y las autoridades trabajan conjuntamente en encontrar soluciones que proporcionen el

mayor beneficio ambiental por el capital invertido. Sin embargo, el debate internacional sobre las responsabilidades medioambientales de las petroleras se encuentra en continua evolución.³¹ A nivel nacional, se requiere de medidas preventivas adicionales a medida que la industria petrolera expande sus actividades hacia zonas de mayor fragilidad ecológica, como es el caso del ártico. En el ámbito internacional, Noruega es signataria de los Protocolos de Kyoto (emisiones de CO₂), de Ginebra y de Gotemburgo (NO_x y emisiones de nmVOC). Sin embargo, debe mencionarse que buscar soluciones a los retos medioambientales abre nuevas posibilidades comerciales para las tecnologías que logren resolver esos problemas. Esto podría aplicar al almacenamiento de CO₂ en donde Noruega muestra un progreso significativo en las tecnologías para capturar el CO₂ y reinyectarlo en los campos petroleros.

- *Madurez – reorganización*: La cartera Noruega de descubrimientos petroleros en vías de desarrollados comprende un amplio número de hallazgos pequeños y medianos que necesitan tecnologías nuevas, sencillas y compatibles con el medio ambiente. Alrededor de 100 hallazgos de gas y de aceite se encuentran en la lista de proyectos que podrían ser desarrollados durante los próximos 25 años, requiriendo inversiones tan importantes como las ya realizadas. A medida que las petroleras de mayor tamaño emigran hacia otras provincias, Noruega debe ahora atraer petroleras de menor talla para desarrollar los recursos remanentes. Una solución pudiese ser la de reducir las participaciones directas del Estado en el sector petrolero para mantener el interés de los inversionistas. Otros esfuerzos pudieran incluir que las licencias hagan un mayor uso de la experiencia de sus proveedores para operar los campos.
- *Madurez – tecnología*: Las necesidades de avance tecnológico aumentan a medida que la provincia tiende a envejecer. Pequeños aumentos en la recuperación de las reservas representa grandes ganancias y disminuciones en los costos de operación. Para lograr un mejor manejo en todas las fases del ciclo petrolero, Noruega está invirtiendo en operaciones integradas y en datos en tiempo-real para combinar el trabajo entre las operaciones mar afuera con las disciplinas técnicas en tierra. Para ello se han instalado cables de fibra óptica en muchos de los campos. La infraestructura digital ayuda a transmitir mayores volúmenes de información entre las actividades en tierra y mar afuera creando nuevas estructuras organizacionales.

³¹ Estrada, Javier *et al.* *Los retos del medio ambiente para la industria petrolera*, John Wiley & Sons, Gran Bretaña, 1997.

- *Impuestos – mantener la competitividad*: El alto impuesto especial que debe pagar la industria petrolera ha ido diezmando la competitividad de la PCN. Hoy en día la mayoría de las mejores áreas petroleras prospectivas a nivel mundial han sido abiertas a la inversión privada. El debilitamiento de la PCN podría traducirse en menor actividad en la exploración, y por ende, en un menor número de nuevos proyectos. A través de ajustes al sistema impositivo las autoridades pueden proporcionar incentivos competitivos para estimular el desarrollo de pequeños depósitos o de campos financieramente marginales pero que aún presentan potenciales interesantes. El debate se enfoca en la necesidad de reevaluar el sistema impositivo para alcanzar la explotación óptima de los recursos (por ejemplo, inversiones en producción mejorada, extensiones a la vida productiva de un campo, desarrollo de centros procesadores).
- *Adaptación a los mercados de exportación*: Las exportaciones noruegas de gas y de aceite están ya bien establecidas en los mercados internacionales. Statoil y Hydro han evolucionado hasta convertirse en petroleras internacionales operando o teniendo intereses en las mayores provincias petroleras. Lo mismo está sucediendo con la industria para-petrolera noruega. Sin embargo, el proceso hacia la globalización involucra nuevos retos. Por ejemplo, la PCN tiene todavía un alto nivel de actividad, por lo que es grande la tentación de dar prioridad al mercado nacional. La globalización exige persistencia, importantes recursos humanos y financieros, nuevas tecnologías, competitividad y adaptación cultural.

7. BENEFICIOS DEL MODELO PARA LA POBLACIÓN NORUEGA

Como ya se mencionó, “El Modelo” es la forma en la que Noruega conformó el marco institucional para su sector de hidrocarburos y para facilitar su interacción con el resto de la sociedad, y así tomar ventaja de los potenciales ofrecidos por la industria petrolera. Atrás del Modelo subyace un sistema de visiones y de políticas que han definido la dirección y los ajustes a las leyes e instituciones para alcanzar las metas.

Es por ello que antes de presentar los beneficios que el Modelo ha dado a la sociedad noruega, conviene resumir lo que a nuestro parecer, y bajo una mirada retrospectiva, han sido los elementos más significativos de este Modelo.

Los fundamentos del “Modelo Petrolero Noruego”:

- Los objetivos iniciales:
 - *Soberanía*: Tener una fuerte coordinación nacional para mantener el control sobre los recursos y sobre su manejo.
 - *Proteger valores existentes*: Desarrollar a la industria petrolera sin destruir la estructura social y económica existente ni el medio ambiente.
 - *El petróleo como motor*: Usar al sector petrolero como fuerza motriz para la modernización industrial y como puerta de entrada a la era tecnológica.
 - *Beneficios para todos*: Los ingresos petroleros serán usados para el beneficio de la población.
- Consistencia en la política: El sistema deberá basarse en los principios siguientes:
 - *Criterios públicos*: La competencia entre las empresas petroleras por ganar en las rondas de licitaciones y por obtener las concesiones se basa en criterios previamente definidos por el Estado. Por ejemplo, los criterios que usa el gobierno para aprobar los proyectos o al operador están previamente publicados, en tanto que el nivel de las utilidades se define a través del sistema impositivo.
 - *Previsibilidad*: A pesar de que la evolución de la legislación petrolera ha sido gradual, siempre ha existido un sentido de dirección y liderazgo que ha dado certidumbre a la sociedad y a los inversionistas.
 - *Claridad en los roles*: No existe traslape entre los mandatos y las funciones del Parlamento (la soberanía y política), del gobierno (la ejecución y la vigilancia) y las empresas (el negocio). Cada uno cumple papeles y responsabilidades complementarias.
 - *Involucrar a los participantes*: Se toma en cuenta la opinión de los grupos sociales.
 - *Repartición del conocimiento*: El gobierno proporciona un apoyo pro-activo que conduce a un ambiente propicio para la investigación creativa, entrenamiento y educación, y a una amplia diversidad de proveedores locales.
 - *Mantener la velocidad*: Se han mantenido las inversiones y las tendencias de desarrollo, incluso durante períodos con bajos precios del petróleo. Los principales instrumentos para ajustar las tendencias del desarrollo han sido las autorizaciones para anunciar nuevas rondas de licitaciones y los ajustes a los niveles de los impuestos.

- *Evitar la “enfermedad holandesa”*: El potencial impacto negativo de los ingresos petroleros se ha acolchonado por medio de una cuidadosa planificación social y económica. Esto se ha logrado ahorrando una porción de los ingresos petroleros en un Fondo para las futuras generaciones y respetando las reglas preestablecidas para no inflar el presupuesto nacional.
- Mecanismos de control
 - *Expansión gradual de las actividades petroleras*: Las rondas de licitaciones han sido un mecanismo para controlar el nivel de actividad en proporción a las reservas potenciales identificadas. Las nuevas regiones petroleras se han desarrollado después de que otras regiones van alcanzando su madurez.
 - *Control de los procesos y no de las operaciones*: La legislación es funcional, lo que permite que el gobierno se enfoque en los objetivos globales y en los procesos, mientras que las agencias reguladoras, los operadores y los accionistas en cada licencia se concentran en las operaciones.
 - *Observador en todas las decisiones*: El MPE y el DNP funcionan como observadores en todas las reuniones de importancia, en todas las licencias, lo que les facilita asegurar el cumplimiento de las leyes y las regulaciones en las empresas y en los desarrollos. Esto reduce los riesgos de asimetría de información. Copias de todos los datos y de cada informe de las direcciones y de los comités técnicos, sean estos propios o adquiridos, deben enviarse al gobierno. Estas medidas dan al gobierno una ventaja al evaluar las soluciones propuestas por las empresas. Por otro lado, estas medidas son también una garantía para que exista transparencia entre el gobierno y los socios en las licencias.
 - *Empresas petroleras nacionales*: Las empresas petroleras y las inversiones directas del Estado juegan un papel predominante en el desarrollo de la parte comercial e industrial del sector petrolero, lo que da al país la capacidad de realizar todas las actividades del sector, desde la exploración hasta la producción, incluyendo las exportaciones y la recaudación de los ingresos.
 - *Autoridades técnicas sólidas*: El papel que ha jugado el DNP ha sido fundamental:
 - Mantiene la contabilidad total del manejo de los recursos.
 - Proporciona consejo al MPE sobre la planeación de largo plazo de la PCN.
 - Propone los programas para descubrir y producir el 66% de los recursos petroleros que aún se encuentran en el subsuelo.

- Evalúa las propuestas de desarrollo y apoya las mejores soluciones.
 - Realiza todas las mediciones relacionadas con las rondas de licitaciones.
 - En su interacción con las empresas operadoras, en DNP se enfoca en mejorar las tasas de recuperación en cada campo.
 - Propone medidas para maximizar la producción de gas natural.
 - El DNP puede asistir a todas las reuniones en todas las licencias y puede participar en las negociaciones para definir y emitir opinión sobre el nivel impositivo que debe aplicarse a un proyecto cuando aún las mejores soluciones no sean económicamente viables.
- Pluralidad de empresas y de operadores³²
 - *Varios participantes*: La diversidad de empresas en las concesiones —nacionales e internacionales— ha ayudado a solucionar la variedad de retos que existen en las actividades petroleras.
 - *Cooperación gobierno-empresa*: Un mayor nivel de descubrimientos y de actividad se ha obtenido al conjuntar las fuerzas de las empresas petroleras más grandes del mundo.
 - *Cooperación empresa-empresa*: Las habilidades de los distintos accionistas en una licencia tienden a complementarse. El sistema de licitaciones promueve la formación de acuerdos de inversión, lo que promueve el aumento de conocimientos en las empresas.
 - *Enfoque en la eficiencia*: La diversidad ha facilitado crear mecanismos de comparación para mejorar la eficiencia.
 - *Responsabilidad*: La conformación de licencias con distintos tipos de inversionistas ha reforzado la transparencia y la responsabilidad, además de que ha simplificado la vigilancia gubernamental.

Los beneficios

Los beneficios del “Modelo Noruego” pueden observarse en las áreas siguientes:

Gobernabilidad y control

- Transparencia e integridad en el manejo de las actividades del sector petrolero y gasista
- Planificación apropiada de las actividades petroleras
- Confianza en el sistema de administración de los hidrocarburos

³² Ver, Al-Kasim, Farouk, *Manejo de los recursos petroleros: el modelo noruego en una perspectiva amplia*, The Oxford Institute for Energy Studies, Junio de 2006.

- El DNP funciona como una autoridad técnica independiente y respetada
- Condiciones predecibles y competitivas para participar en los negocios petroleros
- Relaciones equilibradas entre las petroleras nacionales y extranjeras
- La PCN se ha mantenido como una área atractiva para la inversión

Ingresos del Estado

- Alto nivel de bienestar para la población noruega
- Existencia de un fondo de pensiones con amplios recursos para toda la población
- Bajas tasas de inflación, una moneda fuerte, y sólidos indicadores macroeconómicos
- I&D bien diversificado y apoyado por el estado
- Amplio apoyo a la economía y a las actividades locales productivas
- Se han estimulado otras actividades económicas, por ejemplo la informática y las tecnologías de la comunicación, las industrias manufactureras, las tecnologías para energías renovables, etc.

Negocios y empleo

- Baja tasa de desempleo (fluctúa entre 2% y 4%)
- Expansión en el espectro de clusters industriales para-petroleros
- 400 empresas de bienes y servicios totalmente abocadas al sector petrolero y 1,200 empresas que proveen algún producto
- Las empresas noruegas cubren 60% del mercado para-petrolero nacional
- Las exportaciones del sector para-petrolero tiene el segundo lugar a nivel mundial en la facturación de sus exportaciones (US\$ 8 mil millones en 2005)
- 90% de todos los condados del país entregan productos o servicios a la industria petrolera, ya sea de manera directa o indirecta
- Un número creciente de empresas extranjeras del sector para-petrolero se está estableciendo en Noruega para proyectar sus operaciones internacionales
- La apertura a la competencia internacional obliga a las empresas nacionales a ser más eficientes

Competencia y cooperación

- Transparencia en las decisiones y en el control político
- Dos empresas petroleras nacionales competitivas a nivel internacional (Statoil y Hydro)
- Fácil acceso a información “en-línea” sobre las mejores tecnologías y conocimientos petroleros

- El factor de recuperación de las reservas en los campos ha aumentado de 25% a casi 50% en menos de 20 años.
- Costos competitivos y operaciones eficientes
- La diversidad de ideas facilita el descubrimiento de reservas adicionales y las soluciones a los nuevos desafíos

Salud, Seguridad y Medio Ambiente (SSMA)

- La SSMA en el sector petrolero Noruego se encuentra entre las mejores a nivel internacional
- La confianza de la sociedad en el sector petrolero ha ido en aumento
- No existen conflictos mayores entre la industria petrolera y la pesquera o la naviera

8. CONCLUSIONES

Tener la fortuna de contar con amplias reservas petroleras no basta para asegurar que su manejo generará beneficios sociales. Como hemos visto en este ensayo, el Modelo Petrolero Noruego es un ejemplo interesante de cómo un pequeño país logró organizar todas sus habilidades, para aprovechar la oportunidad única de usar los recursos petroleros y catapultar a la sociedad hacia nuevas actividades industriales e incursionar en los mercados globales.

Simultáneamente Noruega logró repartir la riqueza petrolera entre la población, al menor costo posible en términos de estabilidad macroeconómica, de respeto a las raíces sociales y culturales y de daño al medio ambiente. A través de la industria petrolera la sociedad aprendió nuevas habilidades gerenciales y comerciales, mejoró su calidad en la investigación y la tecnología, y desarrolló nuevas conductas hacia la seguridad y hacia los problemas medioambientales. Si eso no fuera suficiente, la población noruega cuenta ahora con amplias reservas financieras en su Banco Central para el beneficio de futuras generaciones.

Por otro lado, el estado noruego logró dirigir a su industria petrolera hacia una tendencia progresista. Su industria de gas y de petróleo es saludable al manejarse de manera competitiva y actualizada, enfocada a la máxima extracción de los recursos que se encuentran en los yacimientos en producción, manteniendo un nivel estable de inversiones, usando la infraestructura existente como puente para acceder a nuevos campos y desarrollando una región a la vez. De la misma manera, la industria petrolera noruega ha tenido el cuidado de aminorar los riesgos que sus actividades puedan imponer en los trabajadores, los vecinos y el medio ambiente. Es una industria que recibe réditos justos y que es responsable de sus actos.

Nos atreveríamos a decir que el Modelo Noruego ejemplifica el caso de cómo usar los recursos petroleros para generar un círculo social e industrial virtuoso. Es el resultado de una estructura organizacional basada en visiones políticas y objetivos que se han mantenido década tras década. El tamaño del aparato estatal para manejar a la industria petrolera es bastante pequeño comparado con el de otros países. Las piezas de esta estructura han sido acomodadas de manera que cada uno pueda desempeñar su papel de forma eficiente.

**MÉXICO ESTÁ ENFRENTANDO
PROBLEMÁTICAS SIMILARES
A LAS DE BRASIL HACE 11 AÑOS**



Gabriel Ruiz Ochoa

[México]

Maestro en Derecho Comercial Internacional
por la Universidad de Austin.

Resumen

Después de años de comentarse entre los círculos gubernamentales, financieros, legales y comerciales de México, la Secretaría de Energía (SENER) en conjunto con Petróleos Mexicanos (PEMEX) anunciaron formalmente que Pemex carece de la capacidad de ejecución, los recursos financieros y la autonomía de gestión necesaria para hacer frente a la dramática declinación de reservas de México debido principalmente a la natural y esperada baja de producción de Cantarell, así como a la falta de inversión en proyectos de exploración de nuevos campos productores de petróleo. Resulta entonces interesante voltear a ver ejemplos de las acciones que otros países de Latinoamérica han realizado ante situaciones similares, como los son Colombia, Ecuador y Brasil, entre otros. En 1974, aproximadamente el 80% del consumo interno de petróleo en Brasil era importado. En 2006, Brasil alcanzó la autosuficiencia petrolera e inclusive se ha convertido en exportador neto. Este ensayo aporta un comparativo entre PEMEX y Petrobras y señala el potencial de que la empresa paraestatal mexicana se beneficie de la experiencia de la brasileña a través de un mayor intercambio tecnológico y comercial entre ambas.

Abstract

Following years of discussion in official, financial, legal and commercial circles, the Mexican Secretary of Energy (SENER) in conjunction with Petróleos Mexicanos (PEMEX) formally announced that Pemex lacks the execution capacity, the financial resources and the managerial autonomy to confront the severe declination of Mexican petroleum reserves, mainly due to the awaited and natural decrease of Cantarell, Mexico's super giant field, but also as a result of the lack of investment in the development of new fields. In such context, it is therefore interesting to observe the response of other countries, which have faced similar circumstances, such as Colombia, Ecuador and Brazil, among others. In 1974, approximately 80% of the oil consumed in Brazil was imported. In 2006, Brazil became self sufficient and now is an oil exporting country. This essay presents a comparative study between Pemex and Petrobras and argues that Pemex can well benefit from the Petrobras experience by reaching a greater technological and commercial interchange between companies.

1. Introducción

México está enfrentando problemáticas similares a las de Brasil hace 11 años

Después de años de comentarse entre los círculos gubernamentales, financieros, legales y comerciales de México, la Secretaría de Energía (SENER) en conjunto con Petróleos Mexicanos (PEMEX) anunciaron formalmente que Pemex carece de la capacidad de ejecución, los recursos financieros y la autonomía de gestión necesaria para hacer frente a la dramática declinación de reservas de México debido principalmente a la natural y esperada baja de producción de Cantarell, así como a la falta de inversión en proyectos de exploración de nuevos campos productores de petróleo.¹

Resulta entonces interesante voltear a ver ejemplos de las acciones que otros países de Latinoamérica han realizado ante situaciones similares, como los son Colombia, Ecuador y Brasil, entre otros. En 1974, aproximadamente el 80% del consumo interno de petróleo en Brasil era importado. En 2006, Brasil alcanzó la autosuficiencia petrolera e inclusive se ha convertido en exportador neto. Sus reservas están estimadas en 15,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, aproximadamente 300 más que las de México, quien hasta el 2004 era el país productor de petróleo más importante de Latinoamérica con una producción de alrededor de 3.5 millones de barriles por día, seguido de Venezuela con aproximadamente 2 millones de barriles por día.²

Igualmente de interés es observar el papel que ha jugado la compañía paraestatal Brasileña en el desarrollo de su industria petrolera nacional. Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS (Petrobras) fue creada en 1953 obedeciendo a la necesidad de contar con una institución que desarrollara los pocos descubrimientos que hasta esa fecha había realizado en gobierno Brasileño bajo un régimen monopólico y restrictivo de la inversión de ca-

¹ Diagnóstico: Situación de Pemex, 30 de marzo de 2008.

² SENER, Sistema de Información Energética, <http://sie.energia.gob.mx/sie/bdiController?action=login>.

pital privado nacional o extranjero, en una industria petrolera nacional apenas creciente.

Hoy, la industria petrolera en Brasil se ha sobrepuesto a problemáticas similares a las que México está enfrentando o está por enfrentar, desde la falta de capacidad de inversión en proyectos productivos, la baja tasa de restitución de reservas petroleras, una empresa de gobierno sobrepoblada y apalancada, y hasta la falta de tecnología que le permita producir petróleo en áreas tecnológicamente complejas.

Actualmente, Petrobras es una de las 15 empresas petroleras más grandes y exitosas del mundo, con operaciones en cuatro de los cinco continentes, con tecnología de exportación desarrollada internamente en base a investigación y experiencia y con una salud financiera envidiable para cualquier empresa petrolera estatal.

México está aprendiendo de la experiencia brasileña mas no está actuando con la misma determinación

Desde hace ya varias décadas, México y Brasil han iniciado pláticas sobre la sustentabilidad energética de Latinoamérica y de ambos países. Sin embargo, a raíz de los resultados positivos logrados por Petrobras directamente relacionados con la apertura a la inversión privada del sector energético Brasileño en 1997, la relación entre los círculos políticos de ambos países y entre las empresas estatales mismas se ha intensificado de gran manera en los últimos 5 años. Políticos, geólogos, ingenieros y empresarios mexicanos han aprovechado cuanta oportunidad se ha presentado para absorber la experiencia del éxito Brasileño en la transformación y desarrollo de su industria petrolera nacional.

Como ejemplo de lo anterior, me permito citar algunas referencias: en agosto de 2004, la Comisión de Energía de la Cámara de Diputados participó en el "*Seminario Internacional para el Intercambio de Experiencias en el Sector Energético México-Brasil*" organizado conjuntamente por la SENER, Pemex, Petrobras y la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil (ANP), en la discusión de diversos temas como el marco jurídico del sector hidrocarburos en Brasil, la evolución histórica de Petrobras y experiencias en materia de exploración y explotación de petróleo en aguas profundas.³ A mediados de 2006, una poblada delegación de Senadores Mexicanos viajó a Brasil para conocer las experiencias en materia de diseño institucional relacionado con la energía, la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas ultraprofundas y el

³ Segundo Informa de Actividades, Marzo-Agosto 2004, Comisión de Energía, Cámara de Diputados LIX Legislatura.

desarrollo y uso de bioenergéticos.⁴ En marzo de 2007, Senadores del Partido de la Revolución Democrática (PRD) y del Partido Revolucionario Institucional (PRI) viajaron a Brasil para conocer el funcionamiento de Petrobras con el fin de analizar posibles alianzas con Pemex y explorar las posibilidades de alianzas estratégicas entre ambas empresas.⁵

El resultado de años de relaciones interinstitucionales vio su culminación cuando en su discurso previo a la votación de los dictámenes de la reciente reforma energética en México, el Senador Pablo Gómez, tradicionalmente miembro de la línea dura del PRD, presentó en tribuna el caso de Brasil como ejemplo de lo que debería hacer México en materia petrolera afirmando que *“nos preocupa que México renuncie a hacer lo que hizo Petrobras”*, evidentemente sin mencionar que lo que hizo Brasil en su momento fue transformar de fondo su marco jurídico aplicable al sector petrolero y no únicamente mediante reformas a leyes secundarias.⁶

La colaboración en el futuro entre Petrobras y Pemex como socios es prácticamente inminente

La industria petrolera internacional ha visto recientemente cómo las empresas estatales (gubernamentalmente controladas) han extendido sus horizontes con la idea de incrementar sus reservas en base a la participación en mercados distintos al suyo. Tradicionalmente, las empresas estatales han actuado como los guardianes de los recursos nacionales, sin embargo, como resultado del incremento de los precios del petróleo en los últimos 5 años, se ha observado su crecimiento internacionalmente, con el acceso nuevos países y mercados financieros y mediante su integración vertical a lo largo de la cadena productiva. Actualmente, más de la mitad de las empresas estatales a nivel mundial cuentan con operaciones fuera de su territorio, entre las cuales destaca Petrobras con operaciones en más de 20 países.

Esta nueva tendencia de internacionalización de las empresas estatales ha sido acompañada también por la práctica de asociaciones con empresas privadas y/o estatales con el objeto de compartir riesgos, tecnología, conocimientos y recursos financieros. En el caso de Petrobras, la práctica de asociaciones fue una de las piedras angulares para que la in-

⁴ Minuta de la Reunión de Instalación de la Comisión de Energía de la LX Legislatura del Senado de la República, 17 de octubre de 2006.

⁵ Gaceta Parlamentaria del Senado de la República, LX Legislatura, 16 de octubre de 2007.

⁶ Jaque mate, Sergio Sarmiento, Periódico el Imparcial, 11 de diciembre de 2008.

dustria nacional iniciara su etapa de máximo desarrollo a partir de las reformas constitucionales de 1995 y la creación de la ANP en 1998. En su momento, la ANP incentivó la práctica de asociaciones entre Petrobras y las compañías petroleras privadas, desde las grandes multinacionales hasta las pequeñas independientes. Las primeras asociaciones se dieron como resultado de la “*Ronda 0*”, la primera sesión de otorgamiento de concesiones a partir del nuevo régimen jurídico en Brasil, en donde se le otorgaron cerca de 400 áreas de exploración a Petrobras.

Con más de 10 años de experiencia desarrollando reservas petroleras en Brasil e internacionalmente a base de asociaciones con empresas estatales y privadas, inclusive alcanzando la autosuficiencia, Petrobras ha entendido que para alcanzar el éxito en la industria petrolera internacional es necesaria la suma de esfuerzos, conocimiento, tecnología e infraestructura. Si a esto se le agrega el hecho de que cada vez más, la época del petróleo fácil (económica y tecnológicamente) está en proceso y cerca de llegar a su fin, la colaboración en un futuro entre Pemex y Petrobras parece una decisión lógica y llena de sentido común, toda vez que México y Brasil, como los líderes industriales de Latinoamérica, están obligados a asegurar la sustentabilidad energética de la zona mediante su colaboración en áreas de interés común.

Este capítulo tiene por objeto presentar los argumentos que soporten la idea de que México y Brasil, siendo países con mayores similitudes que diferencias y líderes en Latinoamérica, están de cierta manera obligados a buscar la forma de enfrentar y aprovechar conjuntamente los retos y las oportunidades que el escenario energético internacional presenta para el futuro cercano, ya sea en la producción de petróleo y gas natural, producción y comercialización de biocombustibles, desarrollo de campos localizados en aguas profundas o en el desarrollo de energías renovables, mediante un análisis a fondo de las acciones que sirvieron para llevar a cabo la transformación y el desarrollo de la industria de hidrocarburos y en general del sector energético brasileño, así como con una relación de las experiencias de Petrobras a raíz de su reciente incorporación en la industria petrolera en México.

Igualmente, estas líneas pretenden contrastar los efectos de las acciones legislativas en Brasil y México y así, cuestionar si es necesaria una transformación y cambio de dirección profunda al marco jurídico aplicable a la industria petrolera en México para lograr atender las necesidades urgentes que se le avecinan y alcanzar sus niveles máximos de desarrollo a los ritmos que el país necesita o si con la reforma aprobada recientemente alcanzará para enfrentar los retos que México tiene enfrente.

2. TRANSFORMACIÓN Y DESARROLLO DEL SECTOR ENERGÉTICO BRASILEÑO

Para entender la actuación de Petrobras en la industria petrolera en México, es necesario analizar en primer lugar el fundamento jurídico, seguido del papel que ha desarrollado el nuevo órgano regulador de la industria, finalizando con una breve historia del desarrollo tecnológico y el estado actual de la industria energética en Brasil, factores que en su conjunto le dan la fuerza y el sustento necesario a Petrobras para actuar y ejecutar su plan estratégico de negocios a corto y mediano plazo en Brasil y en el extranjero.

Cronología de reformas al marco jurídico aplicable a la industria de hidrocarburos

El desarrollo de la industria de hidrocarburos en Brasil puede dividirse claramente en cuatro fases históricas. La primera, de 1864 a 1938, la cual incluyó una fase de otorgamiento de concesiones por parte del gobierno federal a particulares para la exploración de petróleo, para terminar posteriormente con una ley prohibiendo la inversión extranjera en la exploración de petróleo.

La segunda, de 1938 a 1953, en donde la responsabilidad de los hidrocarburos se encontraba exclusivamente en manos del sector público organizado, época en la cual se registraron algunos descubrimientos de campos petroleros comerciales.

La tercera, de 1953 a 1995, inicia con la creación de Petrobras, cuando el gobierno Getúlio Vargas, a través de la Ley 2004, crea la compañía y le otorga el monopolio estatal de investigación y exploración, refinación y transporte del petróleo y sus derivados. En esta etapa, Brasil inicia con el desarrollo de conocimiento y tecnología, desarrollo de personal capacitado y con el desarrollo del mercado de equipos y servicios. Durante esta etapa se introduce la figura de los “*Contratos de Servicio con Cláusula de Riesgo*” entre Petrobras y compañías extranjeras en respuesta a la crisis petrolera de 1983. Para 1995, la producción había alcanzado los 850 miles de barriles/día, promediando 716 al año y con un consumo de 1,450 miles de barriles/día en dicho año; Brasil seguía siendo deficitario en aproximadamente un 50%.

La cuarta etapa inicia en 1995 y continúa hasta la fecha. Esta etapa comienza con la reforma al artículo 177 Constitucional, el cual hasta esa fecha otorgaba a Petrobras el derecho exclusivo sobre el monopolio sobre los hidrocarburos. La reforma de 1995 trajo consigo la llamada “*flexibilización del monopolio*”, permitiendo al Estado contratar con empresas privadas la exploración y producción, refinación, importación y exportación

de petróleo y gas, así como la transportación de petróleo y gas, mientras que el Estado mantiene el dominio directo de todos los hidrocarburos.

Dentro de esta cuarta etapa, vale la pena resaltar que en mayo de 1996, Petrobras inicia los procesos de asociación con empresas privadas (*Parcerias*), con el objeto no sólo de reducir y compartir los riesgos operativos, sino también para darle un destino a los recursos producidos.⁷

En agosto de 1997 se promulga la nueva Ley de Petróleo (*Ley 9478/97*). Los principales aspectos que la Ley de Petróleo introduce son el establecer las bases de los órganos reguladores (*Consejo Nacional de Energía y ANP*), la concesión como instrumento jurídico mediante el cual se otorgan derechos para las actividades de exploración y producción y el nuevo rol de Petrobras en un mercado libre y competitivo. Adicionalmente, la Ley del Petróleo establece la nueva estructura societaria de Petrobras, sus objetivos corporativos, las reglas para formar asociaciones y el régimen para adquirir y contratar bienes y servicios (anteriormente, Petrobras estaba sujeta a la legislación administrativa general para la adquisición y contratación de bienes y servicios).

Posteriormente, en agosto de 1998, la ANP otorga a Petrobras concesiones para explotar 397 bloques sin pasar por licitación pública, a lo cual se le denomina como la “*Ronda 0*” y la cual sirve para dar inicio a una etapa de competitividad con la participación de particulares en actividades que previamente estaban reservadas únicamente para Petrobras. Sin embargo, el mayor de los logros obtenidos hasta el día de hoy es haber conseguido en 2006 la sustentabilidad de la autosuficiencia en petróleo, momento en que se consiguió que la producción de petróleo fuera mayor al estimado para dicho año de 1.9 millones de barriles por día, garantizando así el abastecimiento interno y una menor dependencia con relación al petróleo importado y a las fluctuaciones del mercado internacional.

La importancia del órgano regulador

En enero de 1998 se marca el inicio de operaciones de la ANP como una entidad independiente y autónoma del Gobierno Federal dirigida por cinco directores dentro de los cuales uno designado por el Presidente y sujeto a la aprobación del Senado. La función principal de este órgano es ser la encargada de la supervisión y control de todas las actividades relacionadas con la industria del petróleo.

La ANP se constituyó con la finalidad de promover la regulación, la contratación y la fiscalización de las actividades económicas integrantes

⁷ Oil and Gas Exploration and Production in Brazil —The New Petroleum Law and Concession Contract. Marcelo Oliveira Mello.

de la industria del petróleo, del gas natural y de los biocombustibles en Brasil, con las siguientes atribuciones y facultades:

I. Implementar, en su esfera de atribuciones, la política nacional del petróleo, gas natural y biocombustibles, contenida en la política energética nacional, en los términos del Capítulo I de la Ley de Petróleo, con énfasis en la garantía del abastecimiento de derivados de petróleo, gas natural y sus derivados, y de biocombustibles, en todo el territorio nacional y en la protección de los intereses de los consumidores con relación a precio, calidad y oferta de los productos;

II. Promover estudios teniendo como objetivo la delimitación de bloques, para efecto de concesión de las actividades de exploración, desarrollo y producción;

III. Regular la ejecución de servicios de geología y geofísica aplicados a la prospección petrolífera, teniendo como objetivo la recogida de datos técnicos, destinados a la comercialización, en bases no-exclusivas;

IV. Elaborar las invitaciones y promover las licitaciones para la concesión de exploración, desarrollo y producción, celebrando los contratos resultantes de ellas y fiscalizando su ejecución;

V. Autorizar la práctica de las actividades de refinación, procesamiento, transporte, importación y exportación, en la forma establecida en la Ley de Petróleo y su reglamento;

VI. Establecer criterios para el cálculo de tarifas de transporte por ductos y arbitrar sus valores, en los casos y de la forma prevista en la Ley de Petróleo;

VII. Fiscalizar directamente, o mediante convenios con órganos de las Provincias y del Distrito Federal, las actividades integrantes de la industria del petróleo, del gas natural y de los biocombustibles, así como aplicar las sanciones administrativas y pecuniarias previstas en ley, reglamento o contrato;

VIII. Instruir proceso con miras a la declaración de utilidad pública, para fines de expropiación e institución de dependencia administrativa, de las áreas necesarias a la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural, construcción de refineras, de ductos y de terminales;

IX. Hacer cumplir las buenas prácticas de conservación y uso racional del petróleo, gas natural, sus derivados y biocombustibles y de preservación del medio ambiente;

X. Estimular la investigación y la adopción de nuevas tecnologías en la exploración, producción, transporte, refinación y procesamiento;

XI. Organizar y mantener el acervo de las informaciones y datos técnicos relativos a las actividades reguladas de la industria del petróleo, del gas natural e de los biocombustibles;

XII. Consolidar anualmente las informaciones sobre las reservas nacionales de petróleo y gas natural transmitidas por las empresas, responsabilizándose por su divulgación;

XIII. Fiscalizar el adecuado funcionamiento del Sistema Nacional de Provisiones de Combustibles y el cumplimiento del Plan Anual de Provisiones Estratégicas de Combustibles, del que trata el art. 4º de la Ley n° 8.176, del 8 de febrero de 1991;

XIV. Articularse con los demás órganos reguladores del sector energético sobre temas de interés común, incluso para efectos de apoyo técnico al CNPE;

XV. Regular y autorizar las actividades relacionadas con el abastecimiento nacional de combustibles, fiscalizándolas directamente o mediante convenios con otros órganos del Estado, Provincias, Distrito Federal o Municipios;

XVI. Regular y autorizar las actividades relacionadas con la producción, importación, exportación, almacenamiento, distribución, reventa y comercialización de biodiesel, fiscalizándolas directamente o mediante convenios con otros órganos del Estado, Provincias, Distrito Federal o Municipios;

XVII. Exigir de los agentes regulados el envío de informaciones relativas a las operaciones de producción, importación, exportación, refinamiento, beneficiación, tratamiento, procesamiento, transporte, transferencia, almacenamiento, distribución, reventa, destinación y comercialización de productos sujetos a su regulación; y

XVIII. Especificar la calidad de los derivados del petróleo, gas natural y sus derivados e de los biocombustibles.⁸

La ANP, en sus 10 años de existencia y operación, se ha constituido como el órgano fundamental del nuevo régimen de hidrocarburos de Brasil. En este período, la ANP ha sido clave para la expansión del conocimiento del potencial petrolífero en Brasil, para garantizar la seguridad en el abastecimiento presente y futuro, para perfeccionar la calidad de los biocombustibles y para introducir el biodiesel en el sistema energético nacional.

Las atribuciones y facultades enumeradas anteriormente resultan interesantes para el análisis ya que demuestran el gran alcance e influencia que tiene la ANP sobre la industria energética nacional. La ANP, como encargado de la implementación de la política energética nacional, responsable de estructurar y llevar a cabo las licitaciones para el otorgamiento de concesiones y como el regulador y órgano de fiscalización de las actividades que comprenden la industria energética nacional, se convierte a partir de su creación en el motor y pieza clave para el desarrollo de la industria.

Según se detalla más adelante, como resultado de las rondas de licitaciones de áreas exploratorias realizadas por la ANP, hasta el 2007, 63 grupos económicos (33 de origen Brasileño y 30 extranjeros) realizaban actividades en el área de exploración y producción de Brasil. Lo anterior demuestra cómo un órgano regulador con una estructura sólida y facultades suficientes puede servir como el coordinador del desarrollo de una industria tan compleja como lo es la industria petrolera en Brasil.⁹

⁸ Ley n° 11.097, de 2005.

⁹ Agencia Nacional del Petróleo, <http://www.anp.gov.br/leg/legislacao.asp>.

Inversión en desarrollo e investigación de tecnología y la apuesta por aguas profundas

El incremento en la capacidad de sustitución de reservas petroleras de Brasil se debe en gran parte a la apuesta que ha hecho el gobierno federal Brasileño y Petrobras por invertir en el desarrollo e investigación de la tecnología que le permitiera a Petrobras realizar descubrimientos en las cuencas ubicadas en aguas profundas. Guilherme Estrella, Director de Exploración y Producción de Petrobras, lo señala de la siguiente manera: “*Si Petrobras se hubiese detenido en aguas poco profundas, su producción sería calculada en torno de 500 mil barriles por día. Pero el enfrentamiento de los riesgos pasó a ser nuestro gran desafío, nuestra meta.*”¹⁰

El rol de la tecnología en el éxito de Petrobras tiene un nombre, el CENPES (*Centro de Investigaciones y Desarrollo Leopoldo Américo Miguez de Mello*), el cual tiene por objeto atender las demandas tecnológicas que impulsan las operaciones de Petrobras. Actualmente, cuenta con cerca de 2,000 empleados trabajando en un área de 122 mil metros cuadrados, 30 unidades piloto y 137 laboratorios que atienden a los distintos sectores de Petrobras.

En 1955 se creó el Centro de Perfeccionamiento e Investigaciones de Petróleo (Cenap), órgano de Petrobras dedicado a la formación y al desarrollo de recursos humanos, y precursor del actual CENPES. El Cenap se caracterizó por ser pionero en su concepción, no sólo por promover numerosos cursos sino también por implantar las investigaciones tecnológicas. La primera inserción de la investigación aplicada a la actividad industrial tuvo lugar en la Refinería Duque de Caxias, en Río de Janeiro, cuya materia prima era el petróleo proveniente del Oriente Medio. Para posibilitar el uso del petróleo nacional, más pesado, era necesario alterar las condiciones de operación de la refinería, lo cual fue realizado por técnicos brasileños. El éxito de la operación propició a que las demás refinerías exigiesen intervenciones semejantes. A partir del 2002, Petrobras pasó a destinar el 1% de sus ingresos brutos al CENPES, convirtiéndose en una de las empresas que más contribuyen con la investigación y el desarrollo en el mundo.

El año de 1986 marca el inicio de la etapa en donde el CENPES intensifica las investigaciones en aguas profundas invirtiendo fuertemente en la Cuenca de Campos y, después de tres años, logra el primer récord mundial con la perforación de pozos en láminas de agua con profundidades superiores a los 1,200 metros y una producción a profundidades de cerca de 400 metros. En ese mismo año las investigaciones en la Amazonía obtienen resultados positivos tras 30 años de estudios, con el primer descu-

¹⁰ FALCAO, Garardo, *Petrobras Magazine*, edición 47.

brimiento de reservas de petróleo en cuencas paleozoicas. En esa época, dos mitos empiezan a desmoronarse al mismo tiempo: la imposibilidad de la autosuficiencia y la inexistencia de petróleo en la región amazónica.

La base del desarrollo de la tecnología para operar en aguas profundas proviene principalmente de la concentración de esfuerzos en las áreas de ingeniería y materiales, sistemas de producción flotantes, así como las sociedades establecidas con industrias y universidades. En un inicio, Petrobras utilizaba tecnología extranjera y plataformas fijas. Con el descubrimiento de la Cuenca de Campos en los 70, la cuenca petrolera más grande de Brasil ubicada en la plataforma continental sureste y responsable de aproximadamente el 80% de la producción nacional, se iniciaron los primeros proyectos con tecnología propia. Poco a poco y en base a la experiencia adquirida se fueron proyectando sistemas definitivos para la producción en aguas profundas por medio del primer Programa de Desarrollo Tecnológico de Sistemas de Producción en Aguas Profundas, el PROCAP 1000, con el objetivo de mejorar la competencia técnica de la empresa en la producción de petróleo y gas natural en aguas con profundidad de hasta 1000 metros. Posteriormente, el PROCAP fue evolucionando hasta llegar al programa que actualmente se encuentra vigente, el PROCAP 3000, el cual tiene por objeto hacer viable la producción en hasta tres mil metros, necesaria por ejemplo, en el caso de la Cuenca de Santos, entre otras.¹¹

De lo anterior, podemos concluir que Brasil, ante la necesidad de desarrollar su industria petrolera, se vio obligado a invertir en tecnología, investigación y desarrollo para poder llegar a los recursos que se encontraban en áreas tecnológicamente complicadas. El resultado es que ahora, el 80% de su producción proviene de cuencas ubicadas en aguas profundas. Muy distinto al caso de México, en donde por muchos años se ha disfrutado de la gran producción de campos ubicados en aguas someras. Adicionalmente, la industria petrolera mundial ha reconocido que la producción de petróleo en agua profundas y ultraprofundas es sin duda alguna el nuevo reto que se deberá enfrentar en el futuro, debido a la creciente tendencia de declinación de reservas a nivel mundial en tierra y aguas someras.

Desarrollo del Recurso Humano

Otro de los factores clave para lograr la transformación y desarrollo del sector energético Brasileño ha sido el compromiso con la filosofía de desarrollo de capital humano, estableciendo una clara prioridad en la educación y calificación del personal técnico de Petrobras desde su creación en 1953.

¹¹ FALCAO, Garardo, *Petrobras Magazine*, edición 47.

Petrobras desarrolló una manera muy particular de enfrentar la escasez de personal capacitado y con experiencia en la industria. Lo hizo a través de una universidad propia (Universidad Petrobras), la cual tiene como objeto capacitar a sus propios geólogos e ingenieros en petróleo. En 1955, la Universidad Petrobras contaba apenas con tres ingenieros extranjeros para definir los lineamientos generales de su curso en materia de refinación. Ahora, la Universidad Petrobras funciona a través de sus instalaciones en las ciudades de Rio de Janeiro, Sao Paulo y Salvador/Taquipe y está compuesta por cuatro escuelas de Ciencias y Tecnologías que abarcan las áreas de Exploración y Producción, Abastecimiento, Gas y Energía, Ingeniería y Tecnologías y una escuela de Gestión de Negocios. También cuenta con una gerencia para el área internacional que se articula con las cinco escuelas y propicia una atención ágil y eficaz a las unidades de negocios internacionales. El cuerpo docente, a su vez, está integrado por 56 profesores permanentes, cerca de 600 profesores visitantes provenientes de diversas áreas de la compañía y profesionales de universidades Brasileñas y extranjeras que, a través de sociedades, colaboran con la Universidad Petrobras en las áreas técnicas.

Geólogos e ingenieros recibidos llegan a la universidad de Petrobras donde atraviesan un período de formación de once meses. Todo ingeniero que trabaje en la empresa debe pasar por este período de formación. Actualmente, la Universidad Petrobras cuenta con un plantel de más de 35 mil alumnos en sus programas de capacitación, como asistentes y a distancia. Un proyecto que inició motivado por la falta de experiencia y capacitación de personal en la década de los 50's hoy se ha convertido en un motor de capacitación de fuerza de trabajo de una empresa integrada de energía que busca ser líder en Latinoamérica.

Estado Actual de Industria Energética

Las decisiones que se tomaron en Brasil durante las décadas de los 70 (invirtiendo en la exploración de aguas profundas), 80 (manteniendo el grado de inversión en investigación y desarrollo) y 90 (reformando el marco jurídico aplicable al sector), están viendo hoy resultados concretos, medibles y cuantificables. Para Brasil, la clave para mantener la autosuficiencia es asegurar la inversión en exploración, dado que el petróleo descubierto durante las décadas de los 80 y 90 es el que hoy se está produciendo. Las expectativas de crecimiento de la producción hasta el 2010 son del 6% con inversiones programadas en alrededor de los 28 mil millones de dólares, mientras que otras compañías internacionales similares planean invertir únicamente 7 mil millones de dólares en el mismo período.

El desarrollo y estado actual de la industria energética en Brasil también puede observarse desde el punto de vista del desempeño del órgano regulador. En sus 10 años de existencia, la ANP está en proceso de celebrar la décima ronda de licitaciones de áreas de exploración invitando a compañías nacionales y extranjeras de todo tipo de capacidades técnicas y financieras. A continuación se resume brevemente cada una de las rondas de licitaciones efectuadas a la fecha, señalando los aspectos principales de cada una, con el objeto de observar el impacto que en la industria petrolera Brasileña y en el crecimiento comercial del país, ha causado la ANP:

Ronda 0.—En agosto de 1998, tal y como lo dispone la Ley del Petróleo, 397 contratos de concesión fueron suscritos entre la ANP y Petrobras, de los cuales 115 fueron para áreas de exploración, 51 para áreas de desarrollo y 231 para áreas de producción.

Ronda 1.—La conclusión de la primera ronda de licitaciones en junio de 1999 quedará inscrita en la historia de la industria de los hidrocarburos en Brasil marcando el inicio de la flexibilización del monopolio del estado sobre las actividades de exploración y producción. A pesar de condiciones económicas desfavorables con el precio del petróleo en su menor nivel desde 1970, en la primera ronda participaron 58 compañías, de las cuales 42 licitaron y 11 resultaron ganadoras.

Ronda 2.—La segunda ronda de licitaciones sirvió para consolidar el proceso de entrada de compañías privadas en la industria petrolera Brasileña. A diferencia de la primera ronda en donde la mayoría de las compañías ganadoras resultaron ser grandes multinacionales, los ganadores de la segunda ronda incluyeron compañías medianas, independientes y cinco de nacionalidad Brasileña.

Ronda 3.—Se caracteriza por la tendencia de reducir el tamaño de los bloques para permitir una mayor participación de empresas. En junio de 2001 se licitan 54 bloques, algunos en aguas ultraprofundas, a lo cual resultan ganadoras 22 compañías y que se tradujo en ingresos por firma de contratos en más de 600 millones de reales.

Ronda 4.—Un ejemplo más de que a pesar de condiciones económicas desfavorables en el 2002, la cuarta ronda de licitaciones resultó con 14 compañías ganadoras incluyendo 4 compañías sin historial de actividad en Brasil.

Ronda 5.—Marca el inicio de un nuevo sistema para el diseño y licitación de bloques de exploración, mediante la división de las cuencas por sectores y modificando el programa de exploración utilizado por la ANP y los contratistas.

Ronda 6.—Se ofrecen bloques en base a tres modelos de exploración distintos: cuencas maduras, principalmente destinados para compañías peque-

ñas, cuencas nuevas, destinado al descubrimiento de nuevos campos productores y áreas de alto potencial, donde se busca mantener la sustentabilidad en la producción nacional.

Ronda 7.—Se caracteriza por el éxito obtenido en licitación de bloques con áreas inactivas con acumulaciones marginales y por el gran interés generado en áreas de alto riesgo exploratorio como lo son las cuencas de Campos, Santos y Espirito Santo. En total, 118 compañías calificaron para participar, de las cuales 77 sometieron propuestas y 41 resultaron ganadoras.

Ronda 8.—En noviembre de 2006, la ANP lanzó la octava ronda de licitaciones para áreas de exploración de petróleo y gas natural a lo largo de 100 mil kilómetros de extensión en las cuencas de Para-Maranhao, Barreirinhas, Sergipe-Alagoas, Tucano Sul, Espirito Santo, Santos y Pelotas. El alcance y magnitud de esta ronda atrajo compañías de todo tipo, desde pequeñas independientes hasta transnacionales, incluyendo Petrobras. Al final, 43 compañías participaron en la licitación de 284 bloques de exploración.

Ronda 9.—En noviembre de 2007, se ofrecen 271 bloques distribuidos en 14 sectores totalizando 73 mil kilómetros cuadrados de la cuencas Campos, Espirito Santo, Maranhao, Para, Parnaíba, Pernambuco, Paraíba, Potiguar, Santos, Recôncavo y el Rio Fish. De las 67 compañías calificadas inicialmente, 42 participaron en la licitación y 36 resultaron ganadoras.

Ronda 10.—Programada para diciembre de 2008, la décima ronda de licitaciones busca ofrecer bloques en 8 sectores en áreas no exploradas y campos maduros ubicados en las cuencas sedimentarias Amazonas, Parecis, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, São Francisco y Paraná.¹²

En materia de refinación, Petrobras planea invertir 8 mil millones de dólares para el 2010 con el objeto de expandir y renovar su capacidad de refinación y buscar revertir el déficit que hasta el 2005 mantenía con respecto a petrolíferos debido principalmente a que sus refinerías no cuentan con la capacidad de procesar crudos pesados. Aunado a lo anterior, Brasil continua con los esfuerzos para reducir su dependencia de Bolivia en materia de gas natural que han llegado a sumar hasta el 42% del consumo interno de Brasil, continua desarrollando su capacidad de generación de energía eléctrica a base de plantas hidroeléctricas y continua siendo el segundo productor más grande del mundo de etanol exportando el producto a los Estados Unidos, India, Venezuela, Nigeria, China, Korea del Sur y Europa. En resumen, la industria energética de Brasil ha encontrado un balance positivo como resultado de decisiones políticas y comerciales tomadas hace más de diez años con una visión integral a largo plazo.

¹² Agencia Nacional del Petróleo, <http://www.anp.gov.br/leg/legislacao.asp>.

3. EXPERIENCIAS DE COLABORACIÓN ENTRE BRASIL Y MÉXICO

Contratos de servicios múltiples

La colaboración entre Brasil y México en materia de hidrocarburos tuvo su inicio en los años 70 cuando Pemex y Petrobras iniciaron relaciones en materia de colaboración tecnológica. Sin embargo, la primera relación comercial de carácter formal se dio hasta el 2003 con la participación de Petrobras en la primera ronda de licitaciones para adjudicar los contratos de obra pública sobre la base de precios unitarios denominados en su momento como “*Contratos de Servicios Múltiples*” (CSM).

A raíz del constante aumento en las importaciones de gas natural, las cuales pasaron del 3% en 1997 al 19% en el 2003, así como la creciente demanda en el mercado nacional, la cual pasó de ser del orden de los 4.3 miles de millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en el 2000 a 5.4 mmpcd en el 2003, Pemex inició en el 2001 los esfuerzos por diseñar un nuevo modelo de contrato que agrupara las obras públicas que anteriormente contrataba mediante contratos individuales. Otro de los factores que consideró Pemex para implementar este modelo de contrato fue la falta de capacidad de ejecución en el área denominada como la Cuenca de Burgos, la región productora de gas no asociado más importante de México explorada y desarrollada por Pemex desde 1945.

Pemex calculó que para llegar, mantener e incrementar el objetivo de producción de gas natural no asociado en la Cuenca de Burgos de 1,000 mmpcd, sería necesario contar con 500 geocientíficos e ingenieros, 1,300 ingenieros y técnicos especializados en operación, mantenimiento y seguridad, 2000 ingenieros y técnicos especializados en perforación y 700 profesionales y especialistas en administración, todos con una experiencia mínima de 10 años. Además, sería necesario generar y administrar más de 1,500 contratos bajo un marco normativo altamente complejo y sosteniendo un ritmo elevado de perforación de pozos. Aunado a lo anterior, Pemex calculaba el potencial productor de los campos ubicados en la Cuenca de Burgos de manera similar al de los campos ubicados en el sur del estado de Texas, en donde la producción acumulada hasta el 2000 rondaba en aproximadamente los 67,651 TCF, contra los escasos 8,100 TCF del lado mexicano en comparación. Esta importante diferencia de producción se debe a que al año 2003, el sur de Texas contaba con aproximadamente 83 mil pozos perforados contrastados contra los cerca de 5 mil del lado Mexicano, debido en gran parte al abandono de la zona durante los años 80 y parte de los 90.

En su momento, los CSM representaron para Pemex un esquema para incrementar de manera acelerada la oferta de gas natural reduciendo las

importaciones de dicho combustible al país, el mecanismo para materializar el potencial de producción del área, un esquema para cubrir la capacidad limitada de ejecución y financiamiento de Pemex y la forma de hacer llegar a Pemex de nueva tecnología. Sin embargo, la mayor virtud que Pemex visualizó en los CSM fue el descansar la gestión y ejecución de un proyecto específico en un operador calificado internacionalmente, reduciendo así la gran cantidad de costos administrativos que englobaría concursar un sinnúmero de contratos específicos y el riesgo institucional que implica actuar en conjunto con igual número de contratistas.

En cuanto a su aspecto jurídico, los CSM son contratos de obra pública sobre la base de precios unitarios que encuentran su fundamento legal en lo dispuesto por la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y su Reglamento, en base a los cuales el contratista recibe un pago en efectivo por la ejecución de un catálogo de obras que van desde actividades de sísmica, mantenimiento de infraestructura existente, construcción de caminos y localizaciones, hasta la perforación de pozos. Aún y cuando se ha cuestionado la legalidad de los CSM en distintos foros por ser contratos que supuestamente otorgan al contratista la obligación de realizar actividades reservadas exclusivamente para Pemex, a la fecha, ningún tribunal judicial o administrativo Mexicano ha declarado su invalidez. De su lectura queda claro que bajo los CSM no se transfiere los derechos de propiedad sobre los recursos naturales o sobre las instalaciones y que la contraprestación pagada al contratista debe ser siempre en efectivo, sin embargo, de lo que si adolecen dichos contratos es de la falta de claridad y coherencia entre su texto y el marco jurídico establecido por la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.

Petrobras participó en la primera ronda de licitaciones de los CSM en el 2003, licitando conjuntamente a través de un consorcio formado con las empresas de nacionalidad Japonesa Teikoku y con la Mexicana Grupo Diavaz.

Como parte de su creciente tendencia de internacionalización, Petrobras incluyó a México en su plan estratégico de negocios en el 2003. Aún y cuando en su momento los CSM representaban un cambio sustancial en la forma contractual aceptada en Petrobras para operar en el extranjero, la compañía reconoció en México una de las mayores economías y decidió dar el primer paso para tener una presencia física en el país a través de su participación en dos de las licitaciones de la primera ronda de los CSM.

Los CSM fueron analizados y definidos por el área de nuevos negocios de Petrobras como una oportunidad de encontrar proyectos en México y la posibilidad de interactuar y mantener relaciones no sólo con la petrolera Mexicana sino que también con organizaciones gubernamentales importantes, como la Secretaría de Energía, la Comisión Federal de Electricidad, la Comisión Reguladora de Energía, entre otras. También, los CSM

permitieron a Petrobras mostrar su capacidad y experiencia a todo tipo de entidades privadas, como consultoras, competidores, proveedores de servicio, entidades del sistema financiero, buscando en todo momento focalizar posibles oportunidades de negocio en México.

A la fecha, el balance para Petrobras y Pemex con respecto al desempeño de los CSM ha sido positivo. Un proyecto que inició bajo el mando de un pequeño número de expatriados, hoy representa una fuente de empleo directa e indirectamente para más de 70 mexicanos que tienen la oportunidad de trabajar, entrenarse y capacitarse con una empresa de reconocido prestigio internacional. Además, los CSM han significado una reactivación de la industria local proveedora de servicios petroleros en la zona del norte de México.

Cooperación tecnológica/aguas profundas

A raíz de la entrada de carácter formal de Petrobras a México a través de su participación en los CSM Petrobras y PEMEX-PEP firmaron un Convenio General de Colaboración Científica y Tecnológica en octubre de 2005. Dentro del marco del Convenio General, las compañías firmaron dos convenios específicos de colaboración en agosto de 2007, uno en el área de yacimientos carbonatados y el otro en el tema de crudos pesados.

Hasta ahora, el convenio en el área de yacimientos carbonatados fracturados ha resultado en la visita de 5 gerentes de Petrobras a las instalaciones de Pemex en Ciudad del Carmen, Campeche en enero de 2008. Las actividades de esta visita incluyeron presentaciones del personal de PEMEX sobre yacimientos carbonatados fracturados, información sobre el campo Ku-Maloob-Zaap, así como visitas a plataformas de producción marinas. Durante marzo y abril de 2008 se realizó la visita de 11 técnicos de Petrobras a las instalaciones de PEMEX ubicadas en Villahermosa, Tabasco. Las actividades de esta visita incluyeron la impartición del taller denominado "*Caracterización geológica/estructural a través de sísmica y pozos*" por parte de los técnicos de Pemex, así como trabajo de campo en la Sierra de Chiapas. Posteriormente, durante abril y mayo de 2008, se llevó a cabo la visita de 6 técnicos de Pemex a las instalaciones de Petrobras en Río de Janeiro. El objetivo de la visita fue analizar y evaluar la información técnica del campo petrolero denominado Jabuti, en Brasil, estableciendo actividades para realizar conjuntamente entre el personal de Petrobras y Pemex en dicho campo. En agosto de 2008 se llevó a cabo una visita de 9 geólogos de Petrobras a las instalaciones del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). El objetivo de la visita fue el participar en el taller "*Caracterización De Fracturas en Núcleos Y Registros Geofísicos De Pozos*", preparado por el personal de Pemex.

A su vez, bajo el convenio de yacimiento de crudos pesados, durante febrero y marzo de 2008 se realizó una visita de técnicos de Pemex a las instalaciones de Petrobras, durante la cual personal de Pemex atendió a diversas presentaciones sobre procesamiento primario de petróleo seguido de visitas a instalaciones como Fazenda Alegre, Universidad Petrobras y el CENPES.

Por otra parte y también como parte de los convenio pendientes a celebrar bajo el Convenio General, existe el proyecto de celebrar un convenio de capacitación entre Petrobras y Pemex con una participación intensa de parte de la Universidad Petrobras y enfocado principalmente en el área de aguas profundas con la idea de iniciar una etapa de desarrollo de recursos humanos en dicha área. Igualmente y derivado del anuncio por parte del Gobierno de México del lanzamiento de un programa piloto para el uso de etanol con el objeto de agregar un 2% de etanol como oxigenante en las gasolinas vendidas dentro de una zona geográfica específica de México, Pemex Refinación ha iniciado pláticas preliminares con Petrobras manifestando su interés en firmar un convenio de colaboración para intercambiar información en temas relacionadas al área de refinación enfocado principalmente al área de etanol.

4. CONCLUSIONES

¿Hacia dónde vamos?

Según la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (AIE), en las próximas dos décadas, Brasil superará a México en 103% en la producción de petróleo debido a una menor capacidad extractiva por 800,000 barriles diarios.¹³ La AIE también pronostica que para el año 2030, Brasil producirá 5.7 millones de barriles de crudo, mientras que se estima que México llegará a tener una capacidad extractiva de 2.8 millones de barriles de crudo.

El dato anterior es interesante e invita a la reflexión. Los números estimados de producción de la AIE al 2030 reflejan un diferencial de aproximadamente 3 millones de barriles diarios en la producción entre Brasil y México, monto que en alguna ocasión llegó a tener México contra Brasil. Las decisiones que en los 90's tomó el gobierno brasileño con respecto a la visión y plan estratégico de su industria petrolera hoy están viendo sus frutos y se mantienen en un ritmo ascendente. Por el contrario, México ha renunciado a evolucionar y a cambiar su visión sobre Pemex y la industria energética en general sin considerar lo que le espera en el futuro, en

¹³ AIE, Perspectiva de Energía Internacional 2008.

gran parte debido a las épocas de abundancia que gozó durante los últimos 30 años.

La reciente reforma al marco jurídico que regula la industria energética en México es un intento por cambiar la visión, dinámica y funcionamiento de Pemex y por ende, de la industria en general. Se aprobaron cambios en cuanto a la administración, organización, fiscalización y contratación por parte de Pemex, entre otros. Sin embargo, todo indica que los cambios aprobados no responden adecuadamente a las urgentes e impostergables necesidades que enfrenta la industria petrolera nacional. La intensa demanda de capital, capacidad de ejecución, la inversión y desarrollo de tecnología de punta, personal capacitado son solamente algunos de los factores que exigen las actividades de la industria y que no se consiguen de manera fácil y rápida. Son factores que Petrobras cultivó y promovió a lo largo de los últimos 10 años.

Es cierto que en la mayoría de los casos, las posibilidades de encontrar recursos petroleros definen las políticas públicas y marcos regulatorios de los países y las compañías petroleras estatales. Las políticas públicas a nivel mundial establecidas por países con acceso a recursos petroleros varían en cuanto al nivel de apertura a la inversión privada, yendo desde la prohibición de inversión alguna, como lo es el caso de México, hasta permitir la inversión en la totalidad de la cadena productiva. Sin embargo, es posible encontrar regímenes que, mientras mantienen el control y propiedad sobre el recurso en el subsuelo, permiten una inversión privada controlada y regulada por el estado. Tal es el caso, por ejemplo de Arabia Saudita, en donde el Estado ha determinado que la inversión privada en la exploración y producción de petróleo no tiene sentido económico dada la excesiva capacidad de producción y recursos con los que cuenta dicho país. No obstante lo anterior, en el 2003 Arabia Saudita abrió el sector del gas natural a la inversión privada en uno de los procesos más abiertos, competitivos y transparentes que haya visto la industria energética internacional. Hoy, cinco empresas trabajan en conjunto con Saudi Aramco en la exploración de gas natural no asociado en Arabia Saudita.

En el caso de Brasil, la política de apertura a la inversión privada que definió su gobierno fue en base a y directamente relacionada con el hecho de que Brasil contaba con un potencial de descubrimiento de yacimientos y producción a futuro, más no contaba con los recursos y capacidad suficientes para explotarlos. Fue así como se diseñó un esquema que atendía los intereses y necesidades de la industria, el país y la población en general, en donde el estado mantiene el control y la propiedad sobre el recurso, mantiene el control y parte de la propiedad de la empresa estatal y actúa como el regulador de la industria petrolera nacional.

Según las proyecciones más optimistas de Pemex, México está destinado a convertirse en importador neto de crudo en aproximadamente 8 años como resultado de la baja tasa de restitución de reservas que en el año 2007 alcanzó los niveles de aproximadamente el 50%.¹⁴ Es necesario e imperativo que los partidos políticos, gobernantes, legisladores, cámaras de comercio y demás actores políticos y sociales con poder de decisión e influencia evalúen con detenimiento lo que esta situación significa para un país que hasta el año pasado dependió en un 40% de los ingresos derivados del petróleo para satisfacer sus necesidades de gasto público. Igualmente es necesario evaluar con detenimiento el grado y alcance del impacto de los cambios legislativos aprobados durante el 2008 y determinar si los mismos alcanzarán a cubrir las necesidades que enfrentará Pemex en los próximos años en cuanto a inversión de capital, grados de riesgo, tecnología avanzada, personal capacitado y agilidad de movimiento. Por último, es necesario también definir la visión, misión y papel estratégico en general que se espera de Pemex. Desde su creación en 1938, Pemex fue diseñada para entregar la totalidad de sus rendimientos líquidos a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.¹⁵ Como en muchos otros ámbitos, las circunstancias políticas, económicas y sociales han cambiado sustancialmente desde entonces. Hoy, el gasto público del gobierno de un país no puede estar condicionado y sujeto a los ingresos de una sola fuente. Esta situación es altamente peligrosa e insostenible. En algún momento debe entretenerse la idea de que la salud financiera y el éxito profesional de Pemex significará el éxito de México, tal y como lo han hecho otros países que han enfrentado situaciones similares.

¿Brasil-México? ¿Pemex-Petrobras?

Petrobras anunció a principios de año que invertiría 115 miles de millones en proyectos locales y en el extranjero hasta el 2012, destinando el 10% a proyectos en el extranjero. Esta estrategia internacional y de inversión contrasta dramáticamente con la Pemex a lo largo de su historia, donde los ingresos se destinan al gasto corriente del gobierno federal y no a proyectos de inversión. Lo anterior ha tenido como resultado que las curvas de producción y capacidad financiera de Petrobras y Pemex se hayan invertido. En 10 años, Petrobras ha alcanzado e incluso rebasado el ritmo de producción de petróleo de Pemex. Asimismo, Petrobras ha alcan-

¹⁴ SENER, 21 de noviembre de 2008.

¹⁵ Decreto que Crea la Institución Petróleos Mexicanos. Art. 80. Diario Oficial de la Federación, 20 de julio de 1938.

zados utilidades nunca antes vistas en los últimos tres años, mientras que Pemex cuenta con los niveles de apalancamiento más altos de su historia y un altísimo pasivo laboral.

Hemos visto que el estado actual de Petrobras y en general de la industria energética nacional de Brasil es un resultado claro y directo de acciones que se tomaron hace diez años, en un intento por despertar una industria con un potencial interesante pero con un desarrollo apenas creciente. El llevar a cabo una reforma integral con visión a largo plazo del marco jurídico aplicable en la materia, el transformar la organización y funcionamiento de la empresa estatal petrolera, el invertir fuertemente de manera comprometida en la investigación y desarrollo y el apostar por el descubrimiento de reservas en áreas tecnológicamente complicadas han sido los elementos que con el tiempo han transformado a la industria nacional.

México en cambio, se encuentra en una situación en donde las acciones que se están tomando se encuentran motivadas por las necesidades y la problemática que resultó después de décadas de llevar a cabo una administración ineficiente con políticas públicas encaminadas a buscar el ingreso máximo en el corto plazo. La reforma aprobada por el Congreso Mexicano es una modificación a leyes secundarias que en cierta medida busca subsanar las deficiencias del marco jurídico anterior, creando un régimen de contrataciones que aparenta alinear mejor los intereses de las partes mediante un modelo que introduce la figura de los incentivos a contratistas. Sin embargo, el esquema básico de contratación no cambia, seguirá siendo un esquema de contratación de servicios en donde únicamente cabe la posibilidad de una compensación en efectivo.

Ante este escenario, las posibilidades de que México y Petrobras avancen al siguiente capítulo de su historial de colaboración son limitadas. Seguramente seguirán los esfuerzos en materia de colaboración e intercambio tecnológico, sin embargo, la colaboración en proyectos productivos se ve lejana a menos que la misma suceda en el extranjero. Dado que el gobierno Mexicano y Pemex buscan atender problemáticas y necesidades al interior del país, las posibilidades para que Pemex salga al extranjero en busca de proyectos es prácticamente nula.

Del análisis anterior surgen quizá más dudas que respuestas, tales como: *¿será Brasil menos soberano por abrir su sector energético a la inversión privada?*, *¿acaso el ciudadano brasileño ha perdido su identidad por estar Petrobras asociada con Shell?*, *¿tendría acaso Pemex algún beneficio de la asociación y competencia con empresas privadas dentro de México?*, *¿será suficiente la reforma energética para revertir la tendencia en la declinación de reservas petroleras?* y la más importante, *¿cuándo Méxi-*

co se convierta en importador de petróleo, de dónde saldrán los ingresos para financiar el gasto público del gobierno federal?. Todas son preguntas que servirán para mantener vigente la discusión en torno a la modernización y desarrollo de la industria energética en México, una discusión que apenas comenzó con la reciente reforma a finales de 2008.

164 BCA.

B. ELECTRICIDAD

166 BCA.

**LA ÚLTIMA EVOLUCIÓN EN EL RÉGIMEN
DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA**



Luciano Parejo Alfonso

[España]

Doctor en Derecho. Catedrático de Derecho
Administrativo en la Universidad Carlos III
de Madrid, España.

Resumen

El objeto de este trabajo es dar cuenta de la más reciente evolución del régimen jurídico de la electricidad en el ordenamiento español, objeto que viene dado por la finalidad de la obra colectiva en la que se integra, y las restricciones que ésta inevitablemente impone, el propósito de mayor compleción de la información suministrada al lector interesado que debe cumplir le impone de suyo un carácter esencialmente descriptivo. Hecha esta aclaración, debe precisarse que la descripción que se realiza no se limita sólo al marco legal español del sector y el mercado eléctricos. Pues la cabal comprensión de la más reciente evolución de éste requiere inexcusablemente, la exposición previa de la última evolución de la normativa directiva comunitario-europea en la materia. Ello se debe a que ésta ha condicionado decisivamente aquél, lo que no quiere decir que el legislador español más reciente se haya atendido estrictamente a la trasposición de dicha normativa directiva. Al contrario, con tal motivo, el legislador ha aprovechado también para introducir determinaciones de cosecha propia, es decir, cuyo origen y finalidad se inscriben enteramente en el ordenamiento propio.

Abstract

The purpose of this essay is to account for the recent evolution of the legal regime of electricity in Spanish law, in accordance with the general purposes of the collective work. Moreover, due to the spatial constraints of this collective work, the reader is forewarned that this chapter is merely of a descriptive nature, although it is also noted that such description is not applicable only to Spanish law and to the electric sector. This is due to the fact that a complete understanding of the Spanish electric sector requires the prior exposition of the evolution of latest European Community directive on the matter. The latter has conditioned the former greatly, without this meaning that all the Spanish legislator has done has been a strict transcription of the directive onto Spanish law. On the contrary, with this opportunity at hand, the legislator has taken up the opportunity to introduce its own determinations, with origins and purposes entirely inscribed in Spanish law.

I. Introducción

Dado el objeto de este trabajo: dar cuenta de la más reciente evolución del régimen jurídico de la electricidad en el ordenamiento español, objeto que viene dado por la finalidad de la obra colectiva en la que se integra, y las restricciones que ésta inevitablemente impone, el propósito de mayor compleción de la información suministrada al lector interesado que debe cumplir le impone de suyo un carácter esencialmente descriptivo.

Hecha esta aclaración dirigida a evitar el surgimiento en el lector de expectativas que, por desbordar lo puramente informativo, no podrían verse satisfechas, debe precisarse que la descripción que se realiza no se limita sólo al marco legal español del sector y el mercado eléctricos. Pues la cabal comprensión de la más reciente evolución de éste requiere inexcusablemente, la exposición previa de la última evolución de la normativa comunitario-europea en la materia. Pues ésta ha condicionado decisivamente aquél, lo que no quiere decir que el legislador español más reciente se haya atenido estrictamente a la trasposición de dicha normativa directiva, pues —con tal motivo— ha aprovechado también para introducir determinaciones de cosecha propia, es decir, cuyo origen y finalidad se inscriben enteramente en el ordenamiento propio.

II. LA ÚLTIMA DIRECTIVA COMUNITARIO-EUROPEA EN LA MATERIA

1. Consideraciones generales

La normativa comunitario-europea vigente es la contenida en la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, de 26 de junio de 2003, dictada nuevamente sobre la base de los artículos 47.2,¹ 55² y 95³

¹ El artículo 47 TCE reza así:

2. Con el mismo fin [el de facilitar el acceso a las actividades no asalariadas y su ejercicio], el Consejo, con arreglo al procedimiento previsto en el artículo 251, adoptará directi-

del Tratado de la Comunidad Europea (en adelante TCE), que ha derogado la anterior Directiva 96/92/CE y constituye hoy, por tanto, el marco jurídico de obligada referencia para las regulaciones nacionales del sector y sistema eléctricos.

Trae causa la nueva norma de:

- 1º. La reclamación por el Consejo Europeo de Lisboa (23 y 24 de marzo de 2000) de medidas urgentes para i) la plena realización de los mercados interiores de la electricidad y el gas y ii) la aceleración de la liberalización en estos sectores para conseguir la plena realización en ellos del mercado interior.
- 2º. La toma de posición del Parlamento Europeo (resolución de 6 de julio de 2000 sobre el 2ª informe de la Comisión Europea sobre la liberalización de los mercados de la energía) en el sentido de la procedencia de la adopción por dicha Comisión de un calendario detallado para el cumplimiento de unos objetivos rigurosamente definidos, destinados a alcanzar, de forma progresiva pero total, la aludida liberalización.

Parte la norma, en efecto, de la comprobación, a la luz de la experiencia adquirida durante el periodo de aplicación de la Directiva de 1996, de la subsistencia de deficiencias importantes en el funcionamiento del mercado eléctrico y la consecuente necesidad de su mejora, especialmente por lo que hace a las condiciones del mercado de la generación (para garantizar en él unas condiciones equitativas y reducir el riesgo de aparición de posiciones dominantes y comportamiento abusivo), el transporte y la distribución (para garantizar tarifas de acceso a la red no discriminatorias), la protección de los derechos de los clientes pequeños y vulnera-

vas para la coordinación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros relativas al acceso y ejercicio de las actividades no asalariadas. Será necesaria la unanimidad durante todo el procedimiento previsto en el para aquellas directivas cuya ejecución en un Estado miembro al menos implique una modificación de los principios legales vigentes relativos al régimen de las profesiones en lo que se refiere a la formación y a las condiciones de acceso a las mismas de las personas físicas. En los demás casos, el Consejo decidirá por mayoría cualificada.

² El artículo 55 TCE dispone:

Las disposiciones de los a [entre ellas, pues, las del artículo 57 citado en nota anterior], ambos inclusive, serán aplicables a las materias reguladas por el presente capítulo [la libre prestación de servicios].

³ El artículo 95 TCE establece, en lo que aquí interesa (el apartado 1):

1. No obstante lo dispuesto en el y salvo que el presente Tratado disponga otra cosa, se aplicarán las disposiciones siguientes para la consecución de los objetivos enunciados en el artículo 14. El Consejo, con arreglo al procedimiento previsto en el y previa consulta al Comité Económico y Social, adoptará las medidas relativas a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros que tengan por objeto el establecimiento y el funcionamiento del mercado interior.

bles y la publicación de información sobre las fuentes de energía para producción de electricidad, así como referencia a las fuentes que faciliten información sobre su impacto medioambiental. Y afirma, así, como objetivos necesarios: *a)* la libre elección de suministrador por todos los consumidores y el libre abastecimiento por todos los suministradores de sus clientes (en cuanto condición de la efectividad en este campo de la libre circulación de mercancías, la libre prestación de servicios y la libertad de establecimiento que el TCE garantiza a los ciudadanos europeos); *b)* la no discriminación, la transparencia y la razonabilidad del precio en el acceso a la red, debiendo los gestores de las redes ser jurídicamente independientes (principio de separación jurídica que no de la propiedad) en la medida en que formen parte de organizaciones empresariales integradas verticalmente; y *c)* la existencia de i) una regulación en cada Estado eficaz, aplicada por una o más autoridades reguladoras, en términos de los que resulten que estas autoridades reguladoras comparte en todos los Estados miembros un mismo conjunto mínimo de competencias; pero también ii) de un mecanismo de cooperación y coordinación interestatales, a cuyo servicio se coloca la creación de un Grupo de Autoridades Reguladoras Europeas para la electricidad y el gas que, con carácter consultivo, procure el desarrollo del mercado interior de la electricidad y del gas y contribuya a una aplicación coherente, en todos los Estados miembros, de las normas comunes en la materia.

Sobre estas bases introduce novedades en el régimen del sector eléctrico de resultas de las cuales éste queda determinado en los términos que sintéticamente se describen a continuación.

2. La organización del sector

La organización del sector eléctrico se hace descansar sobre los siguientes elementos (arts. 3, 4 y 5):

a) El funcionamiento de los sectores y sistemas eléctricos nacionales y, por tanto, el desarrollo de su actividad por las empresas eléctricas conforme a los principios de las normas comunes comunitario-europeas y para la realización un mercado eléctrico competitivo, seguro, sostenible desde el punto de vista medioambiental y en el que no se produzca discriminación alguna entre las empresas en cuanto a derechos y obligaciones.

La responsabilidad primaria del correcto funcionamiento de cada uno de los sectores y mercados es de los Estados miembros, debiendo éstos afrontarla con arreglo a sus propias disposiciones constitucionales internas, es decir, en el contexto de su autonomía institucional y del principio comunitario de subsidiariedad. La Directiva impone, no obstante (art. 23), la creación y el funcionamiento de uno o varios organismos en calidad de

autoridades reguladoras totalmente independientes de los intereses del sector de la electricidad con unas funciones mínimas tasadas.⁴

Esta responsabilidad comprende, en particular:

- La supervisión de la seguridad del suministro, directamente o a través de una autoridad reguladora.⁵
- La fijación de los criterios técnicos de seguridad y el establecimiento de las normas técnicas que establezcan los requisitos técnicos mínimos de diseño y funcionamiento en materia de conexión a la red de instalaciones generadoras, de redes de distribución, de equipos de clientes conectados directamente, de circuitos de interconexiones y de líneas directas.⁶

b) El apoderamiento a los Estados miembros para i) establecer una planificación a largo plazo⁷ y teniendo en consideración la posibilidad de

⁴ Estas autoridades, que deben publicar un informe con carácter anual, se encargan, como mínimo, de garantizar la ausencia de discriminación, una auténtica competencia y un funcionamiento eficaz del mercado, supervisando como mínimo en particular: *a)* las normas de gestión y asignación de capacidad de interconexión, consultando con las autoridades reguladoras de los Estados miembros con los que existan interconexiones; *b)* todo mecanismo destinado a solventar la congestión de la capacidad en las redes eléctricas nacionales; *c)* el tiempo utilizado por las empresas de transporte y distribución en efectuar conexiones y reparaciones; *d)* la publicación de información adecuada por parte de los gestores de red de transporte y distribución sobre las interconexiones, la utilización de la red y la asignación de capacidades a las partes interesadas, habida cuenta de la necesidad de que la información no agregada sea considerada confidencial a efectos comerciales; *e)* la separación efectiva de las cuentas con objeto de evitar subvenciones cruzadas entre actividades de generación, transporte, distribución y suministro; *f)* las condiciones y tarifas de conexión aplicables a los nuevos productores de electricidad a fin de garantizar que son objetivas, transparentes y no discriminatorias, en particular tomando plenamente en consideración los costes y los beneficios de las diversas tecnologías de fuentes de energía renovables, generación distribuida y producción combinada de calor y electricidad; *g)* la medida en que los gestores de redes de transporte y distribución están cumpliendo sus funciones; *h)* el nivel de transparencia y de competencia.

⁵ La supervisión debe referirse desde luego a: i) el equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado nacional; ii) el nivel de demanda prevista y las capacidades adicionales en proyecto o en construcción; iii) la calidad y el nivel de mantenimiento de las redes; y iv) las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda y a las insuficiencias de uno o más suministradores.

Cada dos años las autoridades competentes deben publicar un informe con los resultados de la supervisión de los aludidos aspectos, así como las medidas adoptadas o previstas para solventar los problemas hallados, debiéndolo remitir a la Comisión Europea.

⁶ Las normas técnicas deben garantizar la interoperabilidad de las redes y ser objetivas y no discriminatorias.

⁷ Según la definición de conceptos que realiza la propia Directiva, por “planificación a largo plazo” se entiende la planificación de las necesidades de inversión en capacidad de generación, de transporte y de distribución a largo plazo, con miras a satisfacer la demanda de electricidad de la red y a garantizar el suministro a los clientes.

que terceros quieran acceder a la red a efectos de la seguridad del suministro, la eficiencia energética y la gestión de la demanda, y el cumplimiento de objetivos medioambientales; y ii) imponer a las empresas eléctricas —en el marco del TCE y, en particular, de su artículo 86⁸ obligaciones de servicio público en aras del interés económico general.^{9, 10}

Estas obligaciones de servicio público:

- Pueden tener por objeto la seguridad (incluida la seguridad del suministro), la regularidad, la calidad y el precio de los suministros, así como la protección del medio ambiente (incluida la eficiencia energética y la protección del clima). Y
- Deben definirse claramente; ser transparentes, no discriminatorias y controlables; y garantizar a las empresas eléctricas el acceso, en igualdad de condiciones, a los consumidores en todo el mercado interior europeo.

c) La determinación respecto de los Estados miembros de:

- i. El deber de garantizar que todos los clientes domésticos¹¹ y, en

⁸ El artículo 86 TCE, ubicado en el contexto de las normas sobre libre competencia, dispone:

1. Los Estados miembros no adoptarán ni mantendrán, respecto de las empresas públicas y aquellas empresas a las que concedan derechos especiales o exclusivos, ninguna medida contraria a las normas del presente Tratado, especialmente las previstas en los y artículos 12 y 81 a 89, ambos inclusive.

2. Las empresas encargadas de la gestión de servicios de interés económico general o que tengan el carácter de monopolio fiscal quedarán sometidas a las normas del presente Tratado, en especial a las normas sobre competencia, en la medida en que la aplicación de dichas normas no impida, de hecho o de derecho, el cumplimiento de la misión específica a ellas confiada. El desarrollo de los intercambios no deberá quedar afectado en forma tal que sea contraria al interés de la Comunidad.

3. La Comisión velará por la aplicación de las disposiciones del presente artículo y, en tanto fuere necesario, dirigirá a los Estados miembros directivas o decisiones apropiadas.

⁹ Las compensaciones financieras, las demás formas de compensación y los derechos exclusivos otorgados los Estados miembros que resulten de la imposición de estas obligaciones deben concederse de modo transparente y sin discriminación.

¹⁰ Debe destacarse que, en este contexto de la imposición de obligaciones de servicio público, los Estados miembros quedan expresamente autorizados para decidir no aplicar las disposiciones de la Directiva relativas a:

- La autorización de nuevas instalaciones de generación por procedimientos objetivos, transparentes y no discriminatorios (art. 6).
- La licitación de la adjudicación de nuevas instalaciones (art. 7).
- El fundamento del sistema de acceso a las redes de transporte y distribución en tarifas publicadas (art. 20).
- Y la permisión de líneas directas de suministro (art. 22).

¹¹ Según la definición que proporciona la propia Directiva, se entiende por “clientes domésticos” los clientes que compren electricidad para su consumo doméstico, excluidas las actividades comerciales o profesionales.

su caso, las pequeñas empresas,¹² disfruten en su territorio del derecho a un servicio universal, entendiéndose por tal el derecho al suministro de electricidad de una calidad determinada y a unos precios razonables, fácil y claramente comparables y transparentes; pudiendo designar, para garantizar tal derecho, un suministrador de último recurso.^{13, 14}

ii) El deber de imponer a las empresas distribuidoras la obligación de conectar a los clientes a su red con arreglo a las condiciones y tarifas al efecto establecidas con arreglo a los principios de transparencia, no discriminación y no entorpecimiento de la apertura del mercado.

iii) La habilitación para el reforzamiento de la posición en el mercado de los consumidores domésticos, pequeños y medianos, promoviendo las posibilidades de agrupación voluntaria de la representación de estos grupos de consumidores y todo ello de modo que no padezcan los principios de transparencia, no discriminación y apertura del mercado.

d) El deber de protección de los clientes finales y, en particular, de los clientes vulnerables (incluso frente a la interrupción del suministro), pudiendo, en este contexto, adoptar medidas para proteger a los clientes finales de zonas apartadas.

e) La garantía de un nivel elevado de protección del consumidor, sobre todo en punto a la transparencia de las condiciones contractuales, la información general y los mecanismos de resolución de conflictos.

f) La procura del derecho de los clientes cualificados de cambiar de suministrador.

g) La garantía de la indicación, en las facturas que libren los suministradores de electricidad,¹⁵ de: i) la contribución de cada fuente energética a la mezcla global de combustibles de la empresa durante el año anterior; ii) la referencia a fuentes de información existentes (como páginas web) en las que esté disponible para el público información sobre el impacto en el medio ambiente siquiera en cuanto a las emisiones de CO₂ y los re-

¹² Por tales entiende la Directiva las empresas que empleen a menos de 50 personas y cuyo volumen de negocios o balance general anual no exceda de 10 millones de euros.

¹³ Las compensaciones financieras, las demás formas de compensación y los derechos exclusivos otorgados por los Estados miembros como consecuencia de la designación aludida en el texto deben concederse de modo transparente y sin discriminación.

¹⁴ En el contexto de la imposición de la obligación de prestación del servicio universal vale lo dicho en nota 7.

¹⁵ O junto a ellas y en la documentación promocional puesta a disposición de los clientes finales.

siduos radiactivos derivados de la electricidad producidos por la mezcla global de combustibles de la empresa durante el año anterior.

h) El deber de establecimiento y aplicación de medidas para alcanzar los objetivos de cohesión económica y social, protección del medio ambiente,¹⁶ y seguridad del suministro.¹⁷

3. El estatuto contable de las empresas eléctricas (arts. 18 y 19)

Las empresas eléctricas quedan obligadas a la separación y la transparencia de sus cuentas.

Los Estados miembros o, en su caso, cualquier autoridad competente por ellos designada tienen, en la medida en que resulte necesario para el ejercicio de sus funciones, el derecho de acceder a la contabilidad de las empresas eléctricas, sin perjuicio de deber preservar el carácter confidencial de la información delicada a efectos comerciales (aunque cabe disponer que esta información se dé a conocer cuando así sea necesario para el ejercicio de las correspondientes funciones públicas).

Las legislaciones nacionales deben garantizar que la contabilidad de las empresas se lleve con arreglo a los siguientes principios: i) establecimiento, publicación y sumisión de la contabilidad anual a una auditoría con arreglo a las normas nacionales sobre contabilidad anual de las sociedades de responsabilidad limitada;¹⁸ ii) conservación de una copia de las cuentas anuales en la sede central a disposición del público, cuando no exista la obligación legal de publicación; iii) llevanza, en la contabilidad interna, de cuentas separadas para cada una de las actividades de transporte y distribución, tal como se exigiría si dichas actividades fueran realizadas por empresas distintas, a fin de evitar discriminaciones, subvenciones cruzadas y distorsión de la competencia, así como de cuentas, incluso consolidadas, para otras actividades eléctricas no relacionadas con el transporte y la distribución; y iv) inclusión por la contabilidad interna de un balance y una cuenta de resultados por cada actividad.

¹⁶ Las de este carácter pueden incluir medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda y medios para combatir el cambio climático.

¹⁷ Estas medidas pueden adoptar la forma de oferta de incentivos económicos adecuados, recurriendo, si procede, a todos los instrumentos nacionales y comunitarios existentes, para el mantenimiento y la construcción de las infraestructuras de red necesarias, incluida la capacidad de interconexión.

¹⁸ La auditoría debe verificar, en particular, el respeto de la obligación de evitar las discriminaciones y las subvenciones cruzadas.

4. El régimen de la actividad de generación

4.1. La autorización de nuevas instalaciones (art. 6)

Los Estados miembros quedan obligados en todo caso a autorizar toda nueva instalación generadora que se plantee por un procedimiento instruido y resuelto con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios. La fijación de los criterios con arreglo a los cuales deben otorgarse las autorizaciones corresponde a dichos Estados, pero no pueden ser cualesquiera, pues han de referirse necesariamente a los extremos enunciados por la Directiva.¹⁹ Además, los procedimientos y los criterios de autorización han de hacerse públicos; los solicitantes deben ser informados de los motivos de denegación de la autorización²⁰ y disponer de la posibilidad de interponer contra ella el pertinente recurso.

4.2. La adjudicación de nuevas capacidades (art. 7)

Pero junto a ello y siempre que el procedimiento anterior (el de simple autorización) no sea suficiente para garantizar la seguridad del suministro,²¹ los Estados miembros pueden optar —por la expuesta razón de seguridad del suministro o las de protección del medio ambiente y de promoción de nuevas tecnologías nacientes— por el sistema de previsión de nuevas capacidades (o medidas de eficiencia energética o gestión de la demanda) del sistema eléctrico correspondiente. En este caso deben garantizar la adjudicación de aquéllas mediante un procedimiento de licitación u otro cualquiera equivalente en cuanto a transparencia y no discriminación y con arreglo a criterios publicados. Este procedimiento debe publicarse en el Diario Oficial de la Unión Europea al menos seis meses antes de la fecha de cierre de la presentación de ofertas en el proceso licitatorio correspondiente²² y en él deben ser admitidas las ofertas de sumi-

¹⁹ Tales extremos son los siguientes: i) la seguridad y la protección de las redes e instalaciones eléctricas y de los equipos asociados; ii) la protección de la salud y la seguridad públicas; iii) la protección del medio ambiente; iv) la ordenación del territorio y la elección de los emplazamientos; v) la utilización del suelo público; vi) la eficiencia energética; vii) la naturaleza de las fuentes primarias; viii) las características particulares del solicitante, tales como capacidades técnicas, económicas y financieras; y ix) el cumplimiento de obligaciones de servicio público o universal establecidas.

²⁰ Los motivos aducidos deben ser objetivos y no discriminatorios, siendo preciso que se razonen y justifiquen debidamente.

²¹ O, en su caso, para conseguir objetivos de eficiencia energética y gestión de la demanda.

²² Y el pliego de condiciones ha de facilitarse a toda empresa interesada establecida en el territorio de un Estado miembro, de manera que pueda disponer del tiempo necesario para participar en la licitación. Para garantizar la transparencia e impedir las discriminaciones, el pliego de condiciones debe incluir la descripción pormenorizada de las especificaciones del contrato y del procedimiento que a seguir por los licitadores, así como la lista ex-

nistro de electricidad garantizadas a largo plazo procedentes de unidades generadoras existentes, siempre que permitan cubrir las necesidades adicionales. La organización, supervisión y control del procedimiento han de corresponder a una autoridad²³ u organismo público o privado²⁴ designado por el Estado miembro correspondiente e independiente de las actividades de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad.²⁵

5. El régimen de la gestión del transporte y la distribución (arts. 8 a 17)

5.1. El estatuto de los gestores²⁶

La gestión de la(s) red(es) de transporte y de la(s) de distribución es una función siempre temporal²⁷ que puede estar encomendada a uno o varios gestores, cuya designación corresponde —según lo que se disponga a escala nacional— bien directamente a los Estados miembros, bien a las empresas propietarias de redes de transporte o distribución, con arreglo a criterios de eficiencia y equilibrio económico. Lo que no impide el establecimiento de un gestor combinado de las redes de transporte y distribución bajo un estatuto subjetivo equivalente al de los gestores separados.

Integran el estatuto del gestor o gestores de la(s) red(es) de transporte y distribución:

1. Obligaciones subjetivas: i) la separación (en términos de independencia en la gestión respecto de las restantes actividades distintas

haustiva de los criterios determinantes en la selección de los candidatos y la adjudicación del contrato, incluidos los incentivos que figuren en la licitación, como las subvenciones.

²³ Puede ser la misma autoridad reguladora del sector o sistema eléctrico.

²⁴ Puede ser un gestor de red de transporte que sea totalmente independiente en lo que respecta a la propiedad de otras actividades no relacionadas con la red de transporte.

²⁵ El responsable del procedimiento queda obligado a adoptar todas las medidas sean necesarias para garantizar que la información incluida en las ofertas tenga carácter confidencial.

²⁶ Según la definición de conceptos que realiza la propia Directiva:

- “Gestor de red de transporte” es toda persona física o jurídica responsable de la explotación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de la red de transporte en una zona determinada, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que la red tiene capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de transporte de electricidad.
- Y “Gestor de red de distribución” es toda persona física o jurídica responsable de la explotación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de la red de distribución en una zona determinada, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que la red tiene capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad.

²⁷ Es cometido de los Estados miembros fijar el período de ejercicio de la función.

de la del transporte)²⁸ en el seno de la empresa integrada verticalmente de que forme parte, siquiera sea en lo que se refiere a la personalidad jurídica, la organización y la toma de decisiones;²⁹ y ii) la preservación de la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales de que tengan conocimiento en el desempeño de su actividad.

Pero en el entendido de que tales obligaciones no comportan en ningún caso la de separar la propiedad de los activos del sistema de transporte de la empresa integrada verticalmente.

2. Obligaciones funcionales: el desarrollo de cometidos tanto generales y obligatorios;³⁰ ligados al funcionamiento suficiente, regular,

²⁸ Conforme a la definición de conceptos que hace la propia Directiva, “transporte” significa el transporte de electricidad por la red interconectada de muy alta tensión y de alta tensión con el fin de suministrarla a clientes finales o a distribuidores, pero sin incluir el suministro;

²⁹ Los criterios determinantes y mínimos a efectos de la garantía de la independencia del gestor son los siguientes: i) prohibición de participación de las personas responsables de la administración del gestor de red de transporte en estructuras de la empresa eléctrica integrada que sean responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de las actividades de generación, distribución y suministro de electricidad; ii) existencia de medidas de garantía adecuada (a efectos de la posibilidad de actuación con independencia) de la debida consideración de los intereses profesionales de las personas responsables de la administración del gestor de red de transporte; iii) atribución al gestor de red de transporte de facultad de decisión efectiva, independientemente de la empresa eléctrica integrada (con prohibición a ésta del otorgamiento de instrucciones de gestión ordinaria o adopción de decisiones concretas sobre la construcción o mejora de líneas en el marco del plan financiero establecido), con respecto a los activos necesarios para explotar, mantener o desarrollar la red (sin perjuicio de la existencia de mecanismos de coordinación adecuados que aseguren la protección de los derechos de supervisión, tanto económica como de gestión, de la sociedad matriz respecto a los activos de sus filiales, y, en particular, de la aprobación por aquélla del plan financiero anual, o cualquier instrumento equivalente, del gestor de redes de transporte, así como de los límites globales a los niveles de endeudamiento de sus filiales; iv) establecimiento por el gestor de un programa de cumplimiento, inclusivo de las medidas adoptadas para garantizar la exclusión de conductas discriminatorias y la supervisión adecuada del cumplimiento del programa.

En el caso de los gestores de redes de distribución, los Estados miembros pueden no aplicar los criterios anteriores a las empresas eléctricas integradas que suministren electricidad a menos de 100 000 clientes conectados, o que suministren a pequeñas redes aisladas.

³⁰ Se trata, en el caso de la red de transporte, de las siguientes: i) garantizar la satisfacción por la red, a largo plazo, de una demanda razonable de transporte de electricidad; ii) contribuir a la seguridad del suministro gracias a la suficiencia de la capacidad de transporte y la fiabilidad de la red; iii) administrar los flujos de energía en la red (considerando los intercambios con otras redes interconectadas), garantizando para ello la seguridad, fiabilidad y eficiencia de la red y velando por la disponibilidad de todos los servicios auxiliares indispensables (siempre que sea independiente de cualquier otra red de transporte con la cual esté interconectada su red); iv) proporcionar al gestor de cualquier otra red interconectada con la suya información suficiente para garantizar la coordinación, la interoperabilidad, la

seguro y no discriminatorio, como eventuales meramente posibles (si se imponen por el Estado correspondiente) y, concretamente, los de ordenación del funcionamiento de las instalaciones generadoras situadas en su zona y de la utilización de las interconexiones³¹ con otras redes (sin perjuicio del suministro de electricidad derivado de obligaciones contractuales, incluidas las resultantes de las condiciones de la licitación que haya tenido lugar).³² A ellos se añade, en su caso: *a)* para los gestores de redes de transporte, el de adquisición de la energía que utilicen para la realización de sus actividades con arreglo a procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en el mercado; y *b)* para los gestores de redes de distribución, el de obtención de la energía que empleen para cubrir las pérdidas de energía y mantener una reserva de capacidad en su red con arreglo a unos procedimientos asimismo transparentes, no discriminatorios y basados en el mercado.

Los Estados miembros tienen, por su parte y en este campo, las siguientes responsabilidades:

- 1º. Velar, con carácter general, por que los gestores de red procedan conforme a su estatuto.
- 2º. Imponer a los gestores la obligación de otorgamiento de preferencia: i) a las instalaciones de generación que utilicen fuentes de

seguridad y la eficiencia; v) garantizar la no discriminación entre usuarios o categorías de usuarios de la red, en particular en favor de sus empresas vinculadas; y vi) proporcionar a los usuarios la información necesaria para acceder eficientemente a la red.

En el caso de las redes de distribución, las funciones son las siguientes: i) velar por la seguridad, la fiabilidad y la eficiencia de la red que abarque la zona correspondiente, respetando el medio ambiente; ii) no práctica de ningún tipo de discriminación entre usuarios o categorías de usuarios de la red, en particular en favor de sus empresas vinculadas; y iii) proporcionar a los usuarios la información que necesiten para acceder eficientemente a la red.

Las normas que adopten los gestores de redes de transporte y distribución para equilibrar la red eléctrica deben ser objetivas, transparentes y no discriminatorias, incluidas las normas destinadas a hacer pagar a los usuarios de sus redes el desequilibrio energético. Las condiciones, incluidas las normas y las tarifas, aplicables por los gestores de red de transporte para la prestación de estos servicios deben fijarse según una metodología no discriminatoria y que refleje los costes, y han de ser publicadas.

³¹ Conforme a la definición de conceptos que hace la Directiva, «interconexiones» alude al material utilizado para conectar entre sí las redes de electricidad.

³² La ordenación del funcionamiento de las instalaciones generadoras y de la utilización de las interconexiones debe efectuarse con arreglo a criterios (a aprobar por el Estado miembro correspondiente) objetivos, publicados y aplicados de forma no discriminatoria, con el fin de lograr un buen funcionamiento del mercado interior de la electricidad. Pero teniendo en cuenta la precedencia económica de la electricidad procedente de las instalaciones generadoras disponibles o de transferencias por interconexión, así como las limitaciones técnicas que afecten a la red.

energía renovables³³ o residuos o que utilicen un procedimiento de producción combinada de calor y electricidad en la ordenación del funcionamiento de las instalaciones generadoras (en relación con los gestores de redes de transporte y distribución); ii) a la entrada en funcionamiento de las instalaciones generadoras que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas en una proporción que no supere, en el curso de un año civil, el 15 % de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad que se consuma en el correspondiente mercado nacional, por motivos de seguridad (en relación sólo con los gestores de redes de transporte).

- 3º. Exigir de los gestores de red de transporte que cumplan unas normas mínimas para el mantenimiento y el desarrollo de la red de transporte, incluida la capacidad de interconexión; y de los gestores de redes de distribución el examen, a la hora de planificar el desarrollo de la red, de las medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda o de generación distribuida que puedan suplir la necesidad de incrementar o sustituir la capacidad eléctrica.

5.2. La organización del acceso a las redes. (arts. 20 y sgs.)

La organización de las redes pivota sobre la regulación de tres extremos: el acceso de terceros; la apertura de los mercados de electricidad; y las líneas directas³⁴ de suministro.

Los Estados miembros deben garantizar, por de pronto:

- Un sistema de acceso a las redes de transporte y distribución basado en tarifas publicadas, aplicables a todos los clientes cualificados de forma objetiva y sin discriminación entre usuarios de la red. Y en el que la denegación del acceso por parte del gestor de la red sea motivada y responda sólo a la no disposición de capacidad suficiente.
- La aprobación y la publicación de las tarifas (o las metodologías para su cálculo) antes de su entrada en vigor

Pero también deben garantizar, en segundo lugar, la apertura del mercado y la reciprocidad, de modo que:

³³ Según la definición de la Directiva son “fuentes de energía renovables” las fuentes de energía renovables no fósiles (energía eólica, solar, geotérmica, de las olas, de las mareas, hidráulica, de la biomasa, los gases de vertedero, los gases producidos en estaciones depuradoras de aguas residuales y los biogases).

³⁴ Según la Directiva es “línea directa” tanto una línea de electricidad que conecte un lugar de producción aislado con un cliente aislado, como una línea de electricidad que conecte un productor de electricidad y una empresa de suministro de electricidad para abastecer directamente a sus propias instalaciones, filiales y clientes cualificados.

- Todos los clientes sean (desde 2007) considerados cualificados.³⁵
- No estén prohibidos los contratos de suministro de electricidad con un cliente cualificado de la red de otro Estado miembro a fin de evitar desequilibrios en la apertura de los mercados de electricidad.

Y, por último, deben adoptar las medidas necesarias para permitir que: *a)* todos los productores de electricidad y empresas de suministro eléctrico establecidos en su territorio suministren electricidad mediante una línea directa a sus propias instalaciones, filiales y clientes cualificados; *b)* cualquier cliente cualificado en su territorio pueda recibir suministro de electricidad mediante una línea directa de un productor y de empresas de suministro.³⁶

III. LA ADAPTACIÓN DEL DERECHO ESPAÑOL A LA VIGENTE DIRECTIVA COMUNITARIA

1. Introducción

La Ley reguladora del sector eléctrico en España (Ley 54/1997, de 27 de noviembre) —norma de cabecera del vigente régimen jurídico de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, es decir, la generación, el transporte, la distribución, la comercialización y los intercambios intracomunitarios e internacionales, así como de la gestión económica y técnica del sistema eléctrico— respondía a la Directiva 96/92/CE, por lo que ha debido ser modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, a fin de adecuarla a la Directiva 2003/54/CE antes expuesta. Se trata, en efecto, de una modificación parcial, porque esta última norma, aunque introduce novedades al servicio de la realización del mercado Interior de la electricidad, no innova completamente el marco normativo comunitario común en la materia.

Los aspectos en que se centra principalmente, pues, la Ley 17/2007 son los siguientes:

³⁵ Según la definición de la Directiva se entiende por “clientes cualificados”, los clientes que tengan derecho a comprar electricidad al suministrador de su elección.

³⁶ Las autorizaciones para la construcción de líneas directas deben concederse conforme a criterios preestablecidos, objetivos y no discriminatorios, pudiéndose supeditar su otorgamiento bien a una denegación de acceso a la red, bien a la incoación de un procedimiento de resolución de conflictos ante la correspondiente autoridad reguladora. Y cabe incluso la denegación (motivada y justificada debidamente) si la concesión de la autorización obstaculiza las disposiciones generales sobre la organización del sector conforme a la Directiva.

- Mejora de la competencia y el funcionamiento eficaz del mercado, teniendo en cuenta la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad.
- Cumplimiento de la exigencia de la designación explícita de las autoridades reguladoras.
- Diferenciación en la red de transporte entre transporte primario y secundario.
- Asignación del transporte en régimen de exclusividad (por razón de su carácter de monopolio natural) a un transportista único.
- Reforma de la configuración de la actividad de distribución para asegurar un acceso eficaz y no discriminatorio a las redes de los distribuidores.
- Independización (respecto de la distribución) de la actividad de la actividad de suministro a tarifa (a partir de 1 de enero de 2009).
- Actualización del estatuto de los comercializadores y distribuidores, considerando, además, la nueva figura del suministrador de último recurso (en relación con el suministro eléctrico como servicio universal).
- Regulación de las obligaciones de información y publicidad de cuentas de las empresas, así como de la separación funcional y de gestión entre las diferentes actividades.
- Ordenación de los precios de las tarifas y los peajes de acceso a las redes, así como de la metodología de su cálculo.
- Creación, dentro de Red Eléctrica de España, S. A., de una unidad orgánica específica encargada de desarrollar las funciones de operador del sistema y gestor de las redes de transporte para garantizar la independencia funcional y de gestión de esta actividad respecto de la que dicha sociedad ejerce como transportista.
- Creación, para el acceso eficaz y no discriminatorio a las redes de los distribuidores, de la Oficina de Cambios de Suministrador como una sociedad independiente responsable de la supervisión y, en su caso, gestión centralizada de las comunicaciones y el registro formal de los cambios de suministrador de energía eléctrica.

2. Las innovaciones en el estatuto de las empresas del sector eléctrico

2.1. La nueva determinación de los sujetos del sector

Los sujetos que pueden desarrollar las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica (y, por tanto, indirectamente éstas mismas) se definen ahora en los siguientes términos (arts. 9 y concordantes):

- 1º. Los productores de energía eléctrica: las personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar electricidad, ya sea para su

- consumo propio o para terceros, así como las de construir, operar y mantener las centrales de producción.
- 2º. El operador del mercado: la sociedad mercantil responsable de la gestión económica del sistema, que debe coordinarse con el operador del sistema y al que se otorga acceso directo al registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, el registro administrativo de distribuidores, comercializadores y consumidores directos en mercado y a los registros que para los mismos fines puedan crearse en las Comunidades Autónomas.
 - 3º. El operador del sistema: la sociedad mercantil responsable de la gestión técnica del sistema, que tiene como función garantizar la continuidad y seguridad del suministro y la correcta coordinación de producción y transporte.
 - 4º. El transportista: la sociedad mercantil que tiene por objeto transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte.
 - 5º. Los distribuidores: las sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo.
 - 6º. Los comercializadores: las sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional.
Dentro de esta categoría se singulariza el o los suministradores de último recurso, que son los comercializadores a los que el Gobierno —previa consulta a las Comunidades Autónomas— imponga la asunción de la obligación de suministro de último recurso.
 - 7º. Y, finalmente, los consumidores: las personas físicas o jurídicas que compran la energía para su propio consumo. Reciben la denominación de “consumidores directos en mercado” los consumidores que adquieran energía directamente en el mercado de producción.

A todos los consumidores se reconoce el derecho de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en el territorio nacional, en las condiciones al efecto establecidas. Y a aquéllos que se determine a tal efecto se les atribuye el derecho al suministro de energía eléctrica a precios máximos fijados por el Gobierno, es decir, a tarifas de último recurso.

2.2. La obligación de separación de actividades y el régimen de la contabilidad

La obligación de separación de actividades que pesa sobre las empresas eléctricas se actualiza en los términos siguientes (art. 14):

- Como regla general, las sociedades mercantiles que desarrollen alguna de las actividades legalmente calificadas como reguladas (la operación del sistema, el transporte y la distribución, cuyo régimen económico y de funcionamiento está normativamente predeterminado; art. 11.2) han de tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas, sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción o de comercialización ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades.^{37, 38}
- Las medidas aplicadas para el cumplimiento de las reglas sobre separación de actividades debe ser objeto de un informe anual dirigido a la Administración General del Estado y la Comisión Nacional de la Energía.

³⁷ Como excepción rige la siguiente regla especial: un grupo de sociedades puede desarrollar actividades legalmente incompatibles (reguladas y de ejercicio libre), siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes y se cumplan los siguientes criterios de independencia: *a)* las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas no pueden participar en estructuras organizativas del grupo empresarial que sean responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de actividades de generación o comercialización; *b)* los grupos de sociedades deben garantizar la independencia de las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas mediante la protección de sus intereses profesionales (en particular: garantías en punto a su retribución y su cese); *c)* las sociedades que realicen actividades reguladas y las personas responsables de su gestión que se determine no pueden poseer acciones de sociedades que realicen actividades de producción o comercialización y, además, las sociedades que realicen actividades reguladas, así como sus trabajadores, tampoco pueden compartir información comercialmente sensible con las empresas del grupo de sociedades al que pertenezcan, en el caso de que éstas realicen actividades liberalizadas; *d)* las sociedades que realicen actividades reguladas deben tener capacidad de decisión efectiva, independiente del grupo de sociedades, con respecto a activos necesarios para explotar, mantener, o desarrollar la red de transporte o distribución de energía eléctrica, sin perjuicio del derecho del grupo de sociedades a la supervisión económica y de la gestión, la aprobación el plan financiero anual o instrumento equivalente, y el establecimiento de límites globales a su nivel de endeudamiento (pero ello, sin que en ningún caso quepa dar instrucciones a las sociedades que realicen actividades reguladas respecto de la gestión cotidiana, ni respecto de decisiones particulares referentes a la construcción o mejora de activos de transporte o distribución, siempre que no se sobrepase lo establecido en el plan financiero anual o instrumento equivalente; y *e)* las sociedades que realicen actividades reguladas deben establecer un código de conducta relativo a las medidas para garantizar el cumplimiento de las reglas anteriores.

³⁸ Las reglas sobre separación de actividades no son de aplicación a ciertas empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes.

La adquisición de participaciones accionariales por parte de sociedades mercantiles dedicadas a actividades reguladas sólo es posible previa obtención de autorización al efecto de la Comisión Nacional de Energía.

Por lo que hace a la contabilidad de las empresas (art. 20), se impone a todas ellas su llevanza de acuerdo con lo dispuesto legalmente para las sociedades anónimas,³⁹ aunque no tengan tal carácter (si bien, en este último caso, con las necesarias adaptaciones a establecer reglamentariamente), con exigencia de que una copia de las cuentas anuales esté en su sede central a disposición del público. En todo caso, la Ley contempla las siguientes especialidades:

a) Para las sociedades que tengan por objeto la realización de las actividades reguladas: preceptividad de cuentas separadas que diferencien entre los ingresos y costes imputables estrictamente a cada una de dichas actividades, a fin de evitar discriminaciones, subvenciones entre actividades distintas y distorsiones de la competencia.

b) Para los comercializadores designados suministradores de último recurso: preceptividad de contabilidad interna con cuentas separadas de las actividades de suministro de último recurso del resto de actividades.

c) Para las sociedades que desarrollen actividades eléctricas no reguladas: requerimiento de cuentas separadas de la actividad de producción, de comercialización, de aquellas otras no eléctricas que realicen en el territorio nacional y de todas aquellas otras que realicen en el exterior.

d) Para los productores en régimen especial (autoproductores; productores a partir de energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburantes; y productores a partir de residuos no renovables, así como los que lo hagan a partir de residuos agrícolas, ganaderos y de servicios con una potencia instalada igual o inferior a 25 Mw): exigencia de contabilidad interna con cuentas separadas de las actividades eléctricas y de aquellas que no lo sean.

Las empresas (y, si forman parte de un grupo empresarial, también la sociedad que ejerza el control de aquéllas y cuantas otras del grupo —aún no eléctricas— realicen operaciones con ellas) están obligadas a proporcionar a la Administración la información que les sea requerida, en especial en relación con sus estados financieros, debiendo dicha información ser verificada mediante auditorías externas a la propia empresa y realiza-

³⁹ Sin perjuicio de la aplicación de las normas generales de contabilidad a las empresas que desarrollen actividades en el sistema eléctrico o a las sociedades que ejerzan control sobre las mismas, el Gobierno está facultado para establecer las especialidades contables y de publicación de cuentas que se consideren adecuadas, de tal forma que se reflejen con nitidez los ingresos y gastos de las actividades eléctricas y las transacciones realizadas entre sociedades de un mismo grupo.

das conforme a las exigencias legales de la actividad de auditoría de cuentas (cabén excepciones reglamentarias para las empresas de pequeño y mediano tamaño a esta exigencia de verificación).

3. La determinación de las autoridades reguladoras

Pasan ahora a tener la consideración de autoridades reguladoras (art. 3) la Administración General del Estado, las de las Comunidades Autónomas y la Comisión Nacional de la Energía (esta última en términos de peculiar e incompleta “Administración independiente”), con actualización de la distribución de competencias en la materia entre las dos primeras y asignación a la tercera —sin perjuicio de las competencias atribuidas a los diferentes órganos de defensa de la competencia y además de un conjunto heterogéneo de funciones (ya atribuidas por la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos)— de la supervisión de diferentes aspectos del sector eléctrico con objeto de garantizar la ausencia de discriminación, una auténtica competencia y un funcionamiento eficaz del mercado.⁴⁰ Y pudiendo dicha Comisión, a este efecto, dictar circulares (de publicación obligatoria en el Boletín Oficial del Estado) para recabar de los sujetos que actúan en el mercado de producción de energía eléctrica cuanta información requiera para el cumplimiento de dicha función de supervisión. Los costes de funcionamiento de la Comisión tienen la consideración de costes permanentes de funcionamiento del sistema (art. 16).

Debe destacarse que, ahora, la planificación eléctrica estatal (indicativa, salvo para el transporte) debe incorporar también los criterios de protección medioambiental condicionantes de las actividades de suministro de energía eléctrica con el fin de minimizar el impacto ambiental producido por dichas actividades.

⁴⁰ La supervisión comprende: *a)* la gestión y asignación de capacidad de interconexión; *b)* los mecanismos destinados a solventar la congestión de la capacidad en las redes; *c)* el tiempo utilizado por el transportista y las empresas de distribución en efectuar conexiones y reparaciones; *d)* la publicación de información adecuada por parte de los gestores de red de transporte y distribución sobre las interconexiones, la utilización de la red y la asignación de capacidades a las partes interesadas; *e)* la separación efectiva de cuentas con objeto de evitar subvenciones cruzadas entre actividades de generación, transporte, distribución y suministro; *f)* las condiciones y tarifas de conexión aplicables a los nuevos productores de electricidad; *g)* la medida en que los gestores de redes de transporte y distribución están cumpliendo sus funciones; *h)* el nivel de transparencia y de competencia; *i)* el cumplimiento de la normativa y procedimientos relacionados con los cambios de suministrador que se realicen, así como la actividad de la Oficina de Cambios de Suministrador; *j)* el cumplimiento de las obligaciones de información que sea proporcionada a los consumidores acerca del origen de la energía que consumen, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía utilizadas.

4. El régimen de las actividades de suministro de electricidad

Con carácter general (art. 2.2) se atribuye a todas las actividades la consideración de servicio esencial⁴¹ y se les impone su desarrollo de modo que quede garantizado el acceso y la conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica a todos los consumidores demandantes del servicio dentro del territorio nacional.

Se retribuyen económicamente, en la forma para cada una dispuesta legalmente, con cargo a los peajes y los precios satisfechos (en el entendido, sin embargo, de que para la determinación de los peajes y precios que deban satisfacer los consumidores ha de establecerse reglamentariamente la retribución de las actividades con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de las actividades y la calidad del suministro eléctrico; art. 15.1).

4.1. La producción de energía eléctrica

Para esta actividad se establecen las siguientes reglas (arts. 11 y 16):

- Se desarrolla en un régimen de libre competencia en el mercado de producción de energía eléctrica, definido como el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.⁴²

Este mercado se estructura en: i) mercados a plazo;⁴³ ii) mercado

⁴¹ La previsión de los llamados servicios esenciales se contiene en el artículo 128 de la Constitución española de 1978, conforme al cual:

1. Toda la riqueza del país en sus distintas formas y sea cual fuere su titularidad está subordinada al interés general.

2. Se reconoce la iniciativa pública en la actividad económica. Mediante Ley se podrá reservar al sector público recursos o servicios esenciales, especialmente en caso de monopolio y asimismo acordar la intervención de empresas cuando así lo exigiere el interés general.

⁴² No obstante:

- El ejercicio efectivo de la actividad de producción, en la medida en que precisa de la o las correspondientes instalaciones (centrales), está sujeto a la obtención de autorización administrativa para cada una de éstas, las cuales no pueden ser otorgadas —y ésta es la novedad— si su titular no ha obtenido previamente la autorización del punto de conexión a las redes de transporte o distribución correspondientes (a estos efectos, el procedimiento de operación del sistema puede incluir límites a la capacidad de conexión por zonas o por nudos) [art. 21].

- La participación en el mercado de producción de energía eléctrica en cualquiera de las modalidades con entrega física queda sujeta ahora a la inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (art. 21).

⁴³ La Ley autoriza al Gobierno para establecer por vía reglamentaria mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo de energía eléctrica bajo la forma de emisión primaria (pública, transparente y no discriminatoria) de cierta cantidad de energía eléctrica,

diario; iii) mercado intradiario; iv) resolución de restricciones técnicas del sistema; v) servicios complementarios; vi) gestión de desvíos; y vii) mercados no organizados. Y el Gobierno queda apoderado para determinar el funcionamiento del mercado diario e intradiario sobre la base de ofertas de unidades de producción ya sean físicas o en cartera.⁴⁴

- Los sujetos que actúen en el mercado de producción pueden pactar libremente los términos de los contratos de compraventa de energía eléctrica que suscriban, respetando las modalidades y contenidos mínimos establecidos legalmente.
- La energía eléctrica negociada a través de los mercados diario e intradiario se retribuye sobre la base del precio resultante del equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica ofertada en los mismos.⁴⁵

equivalente a una potencia determinada, en las condiciones y durante el período de tiempo especificados en la emisión. Esta emisión primaria de energía debe ser realizada por los productores de energía eléctrica que tengan la condición de operadores dominantes en el sector eléctrico.

⁴⁴ Los productores de energía eléctrica efectúan ofertas económicas de venta de energía, a través del operador del mercado, por cada una de las unidades de producción (físicas o en cartera) de las que sean titulares, cuando no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral o a plazo que por sus características queden excluidos del sistema de ofertas. Salvo alguna excepción legal, las unidades de producción de energía eléctrica cuya potencia instalada sea superior a 50 MW están obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada período de programación. Las restantes unidades de producción de energía eléctrica pueden realizar ofertas económicas al operador del mercado para aquellos períodos de programación que estimen oportunos (art. 23).

Las ofertas de adquisición de energía eléctrica se presentan al operador del mercado (reglamentariamente se determinan: i) los sujetos y las condiciones en las deban realizarse las ofertas de adquisición y los casos en que proceda la petición por el operador del mercado de garantías suficientes del pago; y ii) los procedimientos necesarios para incorporar la demanda en el mecanismo de ofertas) y, una vez aceptadas, se constituyen en un compromiso en firme de suministro por el sistema. Las ofertas de adquisición realizadas a través del operador del mercado han de expresar el período temporal para el que se solicita dicho suministro, y la aceptación de la liquidación que se realice. El contrato se entiende formalizado en el momento de la casación y se perfecciona cuando se produce el suministro de energía eléctrica (art. 24).

Los sujetos que participen en el mercado de producción de energía eléctrica pueden, sin embargo, formalizar contratos bilaterales con entrega física, en los que debe establecerse, al menos, el precio de adquisición de la energía y el período temporal del suministro (reglamentariamente se determinan los elementos de estos contratos que deben ser puestos en conocimiento del operador del sistema. A éste corresponde establecer los mecanismos de garantía del pago de las transacciones bilaterales o a plazo.

⁴⁵ Este concepto retributivo debe definirse considerando las pérdidas incurridas en la red de transporte y los costes derivados de las alteraciones del régimen normal de funcionamiento del sistema de ofertas.

- La energía eléctrica negociada a través de los mercados de contratación bilateral o física o a plazo se retribuye sobre la base del precio de las operaciones contratadas en firme en tales mercados.⁴⁶
- Los servicios de ajuste del sistema necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor se retribuyen en la forma reglamentariamente establecida, debiéndose diferenciar los que tengan carácter obligatorio de los potestativos.
- Adicionalmente la Administración General del Estado puede prever una retribución en concepto de pago por capacidad en función de las necesidades de capacidad del sistema.

4.2. El transporte de electricidad

El titular de la red de transporte, que opera como transportista único⁴⁷ y ha de revestir la forma de sociedad mercantil de nacionalidad española o, en su caso, de otro Estado miembro de la Unión Europea con establecimiento permanente en España, debe: i) cumplir en todo momento las instrucciones impartidas por el operador del sistema como gestor de la red de transporte; ii) someter sus planes de inversión anuales y plurianuales a la aprobación del Ministerio competente en la materia (art. 36).⁴⁸

Sus derechos y obligaciones son los siguientes: *a)* realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de transporte de forma regular y continua con los niveles de calidad exigibles y manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica; *b)* facilitar el uso de sus instalaciones para los movimientos de energía precisos y admitir la utilización de sus redes de transporte por todos los sujetos autorizados, en condiciones no discriminatorias, de acuerdo con las normas técnicas de transporte; *c)* maniobrar y mantener las instalaciones de su propiedad de acuerdo con las instrucciones y directrices dictadas al efecto; *d)* ver reconocida por la Administración la retribución que legalmente le corresponda; *e)* exigir que las instalaciones conectadas a las de su propiedad reúnan las condiciones técnicas establecidas y sean usadas en forma adecuada (art. 37).

⁴⁶ Véase la nota anterior.

⁴⁷ De ahí que las empresas que aún fueran titulares de instalaciones de transporte quedan obligadas a transmitir éstas en el plazo máximo de tres años a Red Eléctrica de España, S. A. (a la que luego se aludirá), como gestor de la red de transporte y transportista único.

⁴⁸ En el plan de inversión anual deben figurar como mínimo los datos de los proyectos, sus principales características técnicas, el presupuesto y el calendario de ejecución. Presentado un plan de inversión, se entiende aprobado si en el plazo de un mes no hay pronunciamiento expreso del Ministerio.

Las instalaciones de transporte precisan autorización administrativa previa⁴⁹ por la Administración General del Estado o la de la Comunidad Autónoma correspondiente, según corresponda,⁵⁰ debiendo contener aquella todos los requisitos que deban ser observados en la construcción y explotación.

A tenor de las modificaciones que se introducen en el artículo 16 de texto legal, la retribución de la actividad de transporte se establece reglamentariamente atendiendo a los costes de inversión y operación y mantenimiento de las instalaciones y, adicionalmente, a los destinados a reducir el impacto ambiental derivado de la construcción de infraestructuras de transporte.⁵¹ Si bien el reconocimiento de la retribución de las nuevas instalaciones de transporte tiene como presupuesto la inclusión de las mismas en la planificación eléctrica.

4.3. La distribución de electricidad

Esta actividad (para cuyo ejercicio se requiere la inscripción en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Directos en Mercado) se define ahora como la consistente en el transporte de electricidad por las redes de distribución con el fin de suministrarla a los clientes, siendo los distribuidores, demás, los gestores de las redes de distribución que operen. En esta última condición, son responsables de la explotación, el mantenimiento y, en su caso, el desarrollo de su red (con sus interconexiones con otras redes) y de garantizar que la misma tenga capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad (art. 39).⁵²

El elenco de derechos y deberes de estos sujetos se enriquece con los siguientes:

⁴⁹ Su obtención requiere la acreditación de los siguientes extremos: *a)* las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones y del equipo asociado; *b)* el adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente; *c)* las características del emplazamiento de la instalación; *d)* la capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto.

⁵⁰ En el caso de que la autorización deba ser otorgada por las Comunidades Autónomas, éstas deben solicitar informe previo a la Administración General del Estado sobre las posibles afecciones de la proyectada instalación a los planes de desarrollo de la red, a la gestión técnica del sistema y al régimen económico legal; afecciones, que deberán ser tenidas en cuenta en el otorgamiento de las autorizaciones.

⁵¹ El importe, la forma de recaudación, el destino específico y la gestión de estos costes adicionales deben ser fijados por el Gobierno hasta una cuantía máxima del 3 % de la retribución de la actividad.

⁵² En las Comunidades Autónomas en las que exista más de un gestor de la red de distribución, la Administración de aquéllas está habilitada para realizar funciones de coordinación de la actividad de los gestores.

- 1º. Las obligaciones consistentes en *a)* atender en condiciones de igualdad las solicitudes de acceso y conexión a las redes y formalizar los contratos de acceso;⁵³ *b)* proceder a la medición de los suministros, con preservación, en todo caso, de su exactitud y la accesibilidad a los correspondientes aparatos, facilitando el control de las Administraciones competentes; *c)* aplicar a los usuarios los peajes de acceso reglamentariamente establecidos; *d)* desglosar en la facturación al usuario al menos los importes correspondientes a la imputación de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y permanentes del sistema y los tributos que gravan el consumo de electricidad, así como los suplementos territoriales cuando correspondan; *e)* poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración; *f)* procurar un uso racional de la energía; *g)* asegurar el nivel de calidad del servicio reglamentariamente establecido de acuerdo con criterios de diferenciación por áreas y tipología del consumo; *h)* aplicar las medidas adecuadas y reglamentarias de protección del consumidor; *i)* mantener actualizada su base de datos de puntos de suministro, y facilitar a la Oficina de Cambios de Suministrador la información fijada reglamentariamente; *j)* preservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones públicas; *k)* proporcionar al gestor de la red de transporte información suficiente para garantizar el funcionamiento seguro y eficiente, el desarrollo coordinado y la interoperabilidad de la red interconectada; y *l)* presentar sus planes de inversión anuales y plurianuales a las Comunidades Autónomas en las que dichas inversiones vayan a realizarse.⁵⁴
- 2º. Los derechos de *i)* reconocimiento por parte de la Administración de la pertinente retribución en los términos legales y la percepción de la misma; *ii)* contratación, facturación y cobro de los peajes de acceso de los clientes conectados a sus redes; *iii)* exigencia de garantías a los sujetos que contraten el acceso a sus redes en

⁵³ Las condiciones y los procedimientos para el establecimiento de acometidas eléctricas y el enganche de nuevos usuarios a las redes de distribución se remiten al desarrollo reglamentario. No obstante, las empresas distribuidoras pueden proceder a la desconexión de determinadas instalaciones de forma inmediata en los casos determinados reglamentariamente (art. 50).

⁵⁴ En los planes de inversión anuales deben figurar como mínimo los datos de los proyectos, sus principales características técnicas, presupuesto y calendario de ejecución.

los términos fijados reglamentariamente; iv) exigencia del cumplimiento por las instalaciones y los aparatos receptores de los usuarios que se conecten a sus redes de las condiciones técnicas y de construcción pertinentes, así como del buen uso de las mismas y de la observancia de las condiciones establecidas para que el suministro se produzca sin deterioro o degradación de su calidad para otros usuarios; v) recepción de la información de la Oficina de Cambios de Suministrador relativa a los cambios de suministrador; vi) determinación, en el ejercicio de la función de gestor, de los criterios de la explotación y el mantenimiento de las redes, garantizando la seguridad, la fiabilidad y la eficacia de las mismas, de acuerdo con la normativa medioambiental aplicable (arts. 41 y 42).

La retribución de esta actividad se establece reglamentariamente, incluyendo los derechos por acometidas y demás actuaciones necesarias para atender los requerimientos de suministro de los usuarios. Corresponde a las Comunidades Autónomas fijar los derechos a pagar por acometidas dentro de un margen del $\pm 5\%$ de los derechos que el Gobierno establezca en función de la potencia que se solicite y de la ubicación del suministro, de forma que se asegure la recuperación de las inversiones en que incurran las empresas distribuidoras.⁵⁵

4.4. La operación del mercado

El operador del mercado debe ejercer sus funciones con respeto de los principios de transparencia, objetividad e independencia (art. 33). Y se financia con los precios percibidos por los servicios prestados a los agentes que participen en el mercado (art. 16).

4.5. La operación del sistema

Al operador del sistema, que es, además, el gestor de la red de transporte (que, a su vez y en calidad de tal, actúa como transportista único en régimen de exclusividad), tiene ahora la función principal de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, ejerciendo sus tareas en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica⁵⁶ bajo los principios de transparencia, objetividad e indepen-

⁵⁵ En las Comunidades Autónomas que no tengan desarrollado el régimen económico de los derechos de acometida, se aplica el régimen económico establecido reglamentariamente.

⁵⁶ Mediante Convenio Internacional (relativo a la constitución de un Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, de 1 de octubre de

dencia (arts. 34 y 35). Su mantenimiento tiene la consideración legal de coste permanente de funcionamiento del sistema (art. 16).

Sus cometidos se enriquecen, mereciendo ser destacadas las tareas consistentes en: i) colaborar con todos los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Electricidad que resulten necesarios para el ejercicio de sus funciones, así como con el Ministerio competente en la materia en la evaluación y seguimiento de los planes de inversión anuales y plurianuales presentados por el titular de las instalaciones de transporte de energía eléctrica; ii) garantizar el desarrollo y ampliación de la red de transporte para asegurar el mantenimiento y la mejora de una red configurada bajo criterios homogéneos y coherentes; iii) asegurar la satisfacción por la red de transporte, a largo plazo, de la demanda de transporte de electricidad, así como su fiabilidad; iv) gestionar el tránsito de electricidad entre sistemas exteriores realizado utilizando las redes del sistema eléctrico español; v) proporcionar al gestor de cualquier otra red interconectada información suficiente para garantizar el funcionamiento seguro y eficiente, el desarrollo coordinado y la interoperabilidad; vi) garantizar la no discriminación entre usuarios o categorías de usuarios de la red de transporte; y vii) proporcionar a los usuarios la información necesaria para acceder eficientemente a la red (art. 34).

En su calidad de gestor de la red de transporte, el operador del sistema sólo puede denegar el acceso a la red en caso de que ésta no disponga de la capacidad necesaria, debiendo la denegación ser motivada en función de las exigencias reglamentariamente establecidas (art. 38).

La Ley dispone, por último, la creación por la empresa “Red Eléctrica de España, S. A.”, dentro de su estructura, de una unidad orgánica específica para el ejercicio, en exclusiva, de las funciones de operador del sistema eléctrico y gestor de la red de transporte con la adecuada separación contable y funcional respecto del resto de actividades de la empresa. Pero añade a ello, como solución final, la constitución por la misma empresa de una sociedad filial en la que ostente la totalidad del capital social y a la que correspondan no sólo las funciones anteriores, sino también la de transportista único. Y ello, con la aportación de todos los activos materiales y personales que se encuentren actualmente dedicados al ejercicio de

2004) se ha creado dicho mercado. La Ley reconoce capacidad a los sujetos del sector eléctrico portugués para actuar en los mercados de energía eléctrica previstos en el citado convenio de acuerdo con la normativa vigente en España. Y habilita, además, al Gobierno para establecer el régimen jurídico al que deba sujetarse la actuación de los distintos sujetos, para la realización de operaciones de compraventa en los mercados de energía eléctrica previstos en el repetido convenio.

tales actividades, pudiendo transmitir a la sociedad filial su propia denominación social.⁵⁷

4.6. La comercialización de electricidad

Sin perjuicio del régimen especial del suministro de último recurso, la comercialización se ejerce libremente en los términos legales, siendo su régimen económico el derivado de las condiciones acordadas entre las partes.

Porque, en efecto, la comercialización tiene por objeto ahora (aunque no en exclusiva) el suministro de energía eléctrica, definido como la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles (art. 44). A los consumidores finales de electricidad se les reconoce el derecho a elegir suministrador, pudiendo contratar el suministro: *a)* con las correspondientes empresas de comercialización;⁵⁸ y *b)* con otros sujetos autorizados en el mercado de producción. A este efecto, se crea la Oficina de Cambios de Suministrador como responsable de la supervisión de los cambios de suministrador conforme a los principios de transparencia, objetividad e independencia y a la que el Gobierno puede encomendar funciones de gestión directa de dichos cambios en las condiciones reglamentariamente determinadas.⁵⁹

⁵⁷ A la sociedad filial se le aplican todas las disposiciones de la Ley y concordantes relativas al operador del sistema y gestor de la red de transporte. En el accionariado de la sociedad matriz puede participar cualquier persona física o jurídica, siempre que la suma de su participación directa o indirecta en el capital no supere el cinco por ciento del capital social ni ejerza derechos políticos por encima del tres por ciento. Se prohíbe la sindicación de estas acciones a cualquier efecto. Los sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico y las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en el capital de éstos con una cuota superior al cinco por ciento, no pueden ejercer derechos políticos en la sociedad responsable de la operación del sistema por encima del uno por ciento. Red Eléctrica de España, S. A., no puede transmitir a terceros, finalmente, las acciones de esta filial en cuanto que realiza actividades reguladas.

⁵⁸ Los consumidores de último recurso tienen derecho, además, a contratar el suministro con empresas comercializadoras de último recurso al precio máximo fijado al efecto.

⁵⁹ La citada Oficina ha de revestir la forma de sociedad mercantil con objeto social exclusivo, realizando sus funciones simultáneamente en los sectores del gas natural y de la electricidad. En su capital deben participar los distribuidores y comercializadores de gas natural y de electricidad con los siguientes porcentajes de participación: i) distribuidores de energía eléctrica: 15%; distribuidores de gas natural: 15%; comercializadores de energía eléctrica: 35%; y comercializadores de gas natural: 35%. Dentro de la cuota de cada grupo de sujetos, la participación correspondiente a cada empresa se realiza en función de la energía circulada a través de sus instalaciones, en el caso de los distribuidores, y de la energía vendida en el caso de los comercializadores, no pudiendo resultar una participación superior al 20% por grupo de sociedades y adecuándose la participación de las empresas al menos cada dos años. El Gobierno debe asegurar el derecho a una representación mínima de los nuevos entrantes.

Las sociedades mercantiles que deseen actuar como comercializadoras, han de contar con autorización administrativa reglada previa,⁶⁰ estar debidamente inscritas en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Directos en Mercado (como condición para poder adquirir energía eléctrica en el mercado de producción de energía con entrega física)⁶¹ y presentar al operador del sistema y, en su caso, al operador del mercado garantías suficientes, estando su estatuto fijado directamente por la Ley.⁶² A la reglamentación de desarrollo quedan, sin embargo, remitidos:

⁶⁰ La solicitud de autorización administrativa para actuar como comercializador debe especificar el ámbito territorial en el cual se pretenda desarrollar la actividad. El otorgamiento de este tipo de autorizaciones ha de tener lugar atendiendo al cumplimiento de los requisitos reglamentarios, entre los que son preceptivos los de la suficiente capacidad legal, técnica y económica del solicitante. En ningún caso la autorización puede concederse o siquiera entenderse concedida en el régimen de monopolio, ni otorgar derechos exclusivos.

⁶¹ Los comercializadores designados suministradores de último recurso están obligados a realizar ofertas económicas de adquisición de energía eléctrica al operador del mercado en cada período de programación por la parte de energía necesaria para el suministro de sus clientes de último recurso no cubierta mediante otros sistemas de contratación con entrega física (art. 23).

⁶² 1. Sus derechos y obligaciones en relación con el suministro son (art. 45):

- Derechos: *a)* exigir que los equipos de medida de los usuarios reúnan las condiciones técnicas y de construcción exigibles, así como el buen uso de los mismos; *b)* facturar y cobrar el suministro realizado; *c)* contratar la adquisición o venta de energía eléctrica en los términos legales y reglamentarios; *d)* obtener la información relativa a cambios de suministrador de la Oficina de Cambios de Suministrador y los datos de los consumidores que reglamentariamente se determine; *e)* solicitar la verificación del buen funcionamiento de los equipos de medición de suministros y, en su caso, reclamar las cuantías que procedan; *f)* acceder a las redes de transporte y distribución en la forma determinada reglamentariamente.
- Obligaciones: *a)* adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones; *b)* contratar y abonar el peaje de acceso correspondiente a la empresa distribuidora; *c)* desglosar en las facturaciones a sus clientes al menos los importes correspondientes a la imputación de los peajes, los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y permanentes del sistema y los tributos que graven el consumo de electricidad, así como los suplementos territoriales cuando correspondan; *d)* poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración; *e)* procurar un uso racional de la energía; *f)* tomar las medidas adecuadas de protección del consumidor de acuerdo con lo establecido reglamentariamente; *g)* suministrar a la Oficina de Cambios de Suministrador la información que reglamentariamente se determine; *h)* prestar, en su caso, las garantías que reglamentariamente correspondan por el peaje de acceso de sus clientes; *i)* preservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones públicas; *j)* informar a sus clientes acerca del

- Las medidas de protección al consumidor a incluir en las condiciones contractuales para los contratos de suministro de los comercializadores con los consumidores que, por sus características de consumo o condiciones de suministro, requieran un tratamiento contractual específico.
- Los mecanismos de contratación y las condiciones de facturación de los suministros, incluyendo los procedimientos de cambio de suministrador y de resolución de reclamaciones.

El suministro mismo no puede suspenderse, pero este principio tiene excepciones (art. 50).⁶³

En el caso de los comercializadores designados (a efectos del servicio universal) suministradores de último recurso⁶⁴ se aplican, a efectos retributivos, las tarifas denominadas también de último recurso —únicas en todo el territorio nacional— en calidad de precios máximos susceptibles de ser percibidos de los consumidores que, de acuerdo con la normativa

origen de la energía suministrada, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía y de la proporción utilizada entre ellas.

⁶³ El suministro de energía eléctrica a los consumidores puede, en efecto, suspenderse en los siguientes supuestos:

- Cuando tal posibilidad conste en el contrato de suministro o de acceso o por causa de fuerza mayor o situaciones de las que se pueda derivar amenaza cierta para la seguridad de las personas o las cosas.
- Temporalmente, cuando sea imprescindible para el mantenimiento, seguridad del suministro, reparación de instalaciones o mejora del servicio (en todos estos supuestos, se requiere autorización administrativa previa y comunicación a los usuarios en la forma fijada reglamentariamente, salvo las actuaciones del operador del sistema dirigidas a garantizar la seguridad del suministro).
- En las condiciones reglamentarias y a los consumidores privados acogidos a tarifa de último recurso, cuando hayan transcurrido al menos dos meses desde el requerimiento fehaciente del pago, sin que éste se haya hecho efectivo (en el caso de las Administraciones públicas el transcurso de dicho plazo determina sólo el devengo de intereses equivalentes al interés legal del dinero incrementado en 1,5 puntos, pudiendo interrumpirse el servicio transcurridos cuatro meses desde el primer requerimiento).

⁶⁴ El sistema tarifario integral vigente queda suprimido a partir del 1 de enero de 2009, estableciéndose así las tarifas de último recurso.

A partir del 1 de enero de 2010, sólo podrán permanecer acogidos a tarifa de último recurso aquellos consumidores con suministros en baja tensión.

Y a partir del año 2011 podrán acogerse a tarifas de último recurso los consumidores de energía eléctrica cuya potencia contratada sea inferior a 50 kW, si bien el Ministerio competente en la materia queda habilitado para modificar tal límite de potencia si así lo recomiendan las condiciones del mercado en relación con los consumidores de baja tensión.

Todos los plazos anteriores pueden ser también adelantados por el Gobierno.

De esta suerte, hasta el momento de entrada en vigor del mecanismo de suministro de último recurso, continúa en vigor el suministro a tarifa realizado por los distribuidores en las condiciones fijadas al efecto con carácter transitorio en la propia Ley.

aplicable, se acojan a dichas tarifas (art. 18). Estas tarifas se fijan, teniendo en cuenta las especialidades pertinentes, de forma que en su cálculo⁶⁵ se respete —siguiendo la metodología fijada por el Gobierno— el principio de suficiencia de ingresos y no ocasionen distorsiones de la competencia en el mercado.⁶⁶

4.7. Los intercambios de electricidad

Conforme a la nueva redacción que se da al artículo 13:

a) Los productores, los comercializadores y los consumidores directos en mercado pueden realizar: i) adquisiciones de energía (en cualquiera de las modalidades autorizadas legalmente) a través de las interconexiones con otros países; y —comunicándolo al operador del sistema⁶⁷ u obteniendo autorización de la Administración General del Estado—⁶⁸ ii) ventas de energía a través de las interconexiones con otros países.

b) El régimen jurídico y económico de los intercambios intracomunitarios e internacionales queda sujeto a regulación, la cual debe respetar los principios de competencia y transparencia propios del mercado de producción. En todo caso, los sujetos que realicen operaciones de exportación de energía eléctrica han de abonar los costes del sistema que proporcionalmente les correspondan.

5. LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

La red de transporte de energía eléctrica es objeto de nueva definición, pasando a estar integrada por la red de transporte primario y la red de transporte secundario,⁶⁹ definidas ambas no por un criterio funcional,

⁶⁵ Para su cálculo se incluyen de forma aditiva en su estructura los siguientes conceptos: *a)* el coste de producción de energía eléctrica, revisable de forma independiente, determinado atendiendo al precio medio previsto del kilovatio hora en el mercado de producción durante el período que reglamentariamente se determine; *b)* los peajes de acceso que correspondan; y *c)* los costes de comercialización que correspondan.

⁶⁶ Las tarifas de último recurso para cada categoría de consumo no incluyen ningún tipo de impuestos que sean de aplicación. En caso de gravamen de las actividades eléctricas con tributos de carácter autonómico o local se aplica la misma regla que luego se verá para los peajes de acceso a la red.

⁶⁷ Cuando las ventas sean dentro del ámbito de la Unión Europea. El operador puede denegarlas cuando impliquen un riesgo cierto para el suministro.

⁶⁸ Cuando los intercambios de energía eléctrica sean con países no pertenecientes a Europea.

⁶⁹ Se consideran en todo caso elementos constitutivos de la red de transporte todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte.

sino por el de la tensión. En todo caso, es posible (mediante autorización expresa e individualizada del Ministerio competente en la materia, otorgada previa consulta con la Comisión Nacional de Energía y la Comunidad Autónoma en la que radique la instalación), que, por sus características y funciones, determinadas instalaciones de hasta 220 kV de tensión sean titularidad no del transportista, sino del distribuidor de la zona correspondiente.⁷⁰

La red de transporte primario está constituida, a su vez, por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y aquellas otras instalaciones de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares. Por su parte, la red de transporte secundario lo está por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV no incluidas entre las anteriores y por aquellas otras instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV, que cumplan funciones de transporte (art. 35).

Por lo que hace a las instalaciones de distribución, se garantiza su utilización por todos los sujetos del sistema, fijando el Gobierno el peaje de acceso (el precio por el uso de redes de distribución) [art. 42]. El gestor de la correspondiente red sólo puede denegar el acceso, de forma motivada, en caso de que no disponga de la capacidad necesaria,⁷¹ pero para poder solicitar el acceso se precisa disponer previamente de punto de conexión en las condiciones técnicas establecidas reglamentariamente.⁷²

Los peajes de acceso a las redes —únicos en todo el territorio nacional y no comprensivos de impuesto alguno—⁷³ deben (art. 17):

a) Establecerse: i) sobre la base de los costes de las actividades reguladas del sistema que correspondan, incluyendo entre ellos los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento; y ii) con arreglo a la metodología de cálculo fijada por el Gobierno.

⁷⁰ En tal caso, los distribuidores deben asumir las obligaciones del transportista único relativas a la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte de que se trate.

⁷¹ La falta de capacidad necesaria sólo puede justificarse por criterios de seguridad, regularidad o calidad de los suministros, atendiendo a las exigencias establecidas reglamentariamente. De suscitarse conflictos en relación con el procedimiento de acceso, su resolución corresponde a la Comisión Nacional de Energía.

⁷² De suscitarse discrepancias en relación con las condiciones de conexión a las redes de distribución, corresponder resolver a la Comunidad Autónoma correspondiente.

⁷³ En caso de gravamen de las actividades eléctricas con tributos de carácter autonómico o local con reglas no uniformes para el conjunto del territorio nacional, cabe incluir en el peaje de acceso un suplemento territorial, incluso diferente en cada Comunidad Autónoma o entidad local.

b) Tener en cuenta las especialidades por niveles de tensión y las características de los consumos por horario y potencia.

Estos peajes (y los precios por otros servicios regulados destinados al suministro de energía eléctrica) se cobran por las empresas distribuidoras, debiendo dar a las cantidades ingresadas la aplicación que proceda de acuerdo con lo previsto en la Ley a los efectos de su reparto conforme al procedimiento establecido reglamentariamente por el Gobierno entre quienes realicen las actividades incluidas en el sistema, atendiendo a la retribución que legalmente les corresponda (art. 19). Precisamente por esta razón, los sujetos del sistema deben adherirse a las condiciones que establezcan el operador del mercado y el operador del sistema para la realización de las operaciones de liquidación y pago de la energía que correspondan; operaciones que han de ser públicas, transparentes y objetivas.

Debe tenerse en cuenta, finalmente, que, al margen de las redes hasta aquí consideradas, están las líneas directas, sólo utilizables por los sujetos titulares de la pertinente autorización administrativa y por sus instalaciones o filiales en las que cuenten con una participación significativa, no pudiéndose conceder acceso a terceros (art. 43).⁷⁴

⁷⁴ La apertura de una línea directa al uso de terceros exige su venta, cesión o aportación a la empresa transportista o la empresa distribuidora de la zona de forma que quede integrada en el sistema general.

200 BCA.

**ALGUNOS ASPECTOS DEL DERECHO FRANCÉS
A PROPÓSITO DEL SECTOR ENERGÉTICO**



Pierre Subra de Bieusses

[Francia]

Doctor en Derecho. Catedrático de Derecho Administrativo de la Universidad de París-X-Nanterre, Francia.

Resumen

Desde los años treinta, tras la Segunda Guerra Mundial, la tradición francesa en materia de industrias con infraestructura en forma de red (electricidad, gas, ferrocarriles, telecomunicaciones) era la del monopolio de grandes empresas públicas. Mediante dicha solución el país disponía de excelentes servicios públicos a beneficio de todos los usuarios. Sin embargo, la tradicional fórmula francesa ha experimentado un serio cuestionamiento frente al Acta Única Europea de 1986, particularmente en lo relativo a la realización completa del mercado común, implicando un mercado en el marco del cual tendría que ejercerse una competencia perfecta. El nuevo contexto impuso de hecho el fin de los monopolios públicos y consecuentemente, hay que reconocerlo, el fin del servicio público “a la francesa” tal como se había entendido y gestionado durante decenios. Sin embargo, aun en este orden de ideas, la liberalización del mercado energético no implica de modo necesario que desaparezcan las peculiaridades nacionales y que no se puedan definir obligaciones de servicio público en los sectores de la electricidad y del gas.

Abstract

From the nineteen thirties on, and after the second world war, the French tradition concerning industries with grid based infrastructure (electricity, gas railroads and telecommunications) belonged to the monopoly of great government owned companies. By way of such a model, countries could provide excellent public services to all consumers. However, the traditional French formula has undergone severe scrutiny as a result of the Single European Act of 1986, particularly in the matters concerning the completion of the common market; thus bringing forth a market in which perfect competition existed. This new context imposed the demise of the public monopolies and, hence, one must also acknowledge the end of French style public service as was understood and provided during decades. In light of this, and notwithstanding the foregoing the liberalization of the energy market does not necessarily entail the disappearance of domestic peculiarities and that public service obligations can no longer be established in the gas and power sectors.

Introducción

Desde los años treinta, tras la Segunda Guerra Mundial, la tradición francesa en materia de industrias con infraestructura en forma de red (electricidad, gas, ferrocarriles, telecomunicaciones) era la del monopolio de grandes empresas públicas. Mediante dicha solución el país disponía de excelentes servicios públicos a beneficio de todos los usuarios. Sin embargo, la tradicional fórmula francesa ha experimentado un serio cuestionamiento frente al Acta Única Europea de 1986, particularmente en lo relativo a la realización completa del mercado común, implicando un mercado en el marco del cual tendría que ejercerse una competencia perfecta.

El nuevo contexto impuso de hecho el fin de los monopolios públicos y consecuentemente, hay que reconocerlo, el fin del servicio público “a la francesa” tal como se había entendido y gestionado durante decenios. Lo anterior, sin embargo, no significó necesariamente la desaparición del servicio público, en sí mismo considerado, porque los principios de igualdad, continuidad, y mutabilidad, no se abarcan plenamente por el concepto europeo de servicio universal, categoría que se muestra menos exigente y, por ello, menos favorable para sus beneficiarios.

Obsérvese que al constituir un derecho para el usuario, el servicio universal se impone a los Estados miembros, pero cada uno de ellos puede libremente definir su contenido en el marco de ciertas obligaciones básicas. En el caso de la electricidad, dichas obligaciones se limitan al suministro de una electricidad de cierta cualidad (previamente definida) y a precios razonables, transparentes y claramente comparables. No se trata pues de otras obligaciones características del servicio público stricto sensu, por ejemplo en materia de tarifas sociales, de tarifas “reglamentadas” (en el sentido de tarifas fijadas por el poder público), de seguridad, de seguridad medio-ambiental, de protección del clima etc. Precisamente por entender que el servicio público tradicional es otra cosa que el servicio universal, es que el derecho europeo no excluye la posibilidad de mantenerlo.

En este orden de ideas, la liberalización del mercado energético no implica de modo necesario que desaparezcan las peculiaridades nacionales y que no se puedan definir obligaciones de servicio público en los sectores de la electricidad y del gas. Todo lo contrario, se encuentran refe-

rencias a la noción de servicio público en el corpus jurídico comunitario cuyas directivas del 26 de junio 2003 (N° 2003/54 para la electricidad y N° 2003/55 para el gas) permiten a los Estados miembros imponer a las empresas de la electricidad y del gas “obligaciones de servicio público en materia de seguridad, regularidad, calidad y precio del suministro”. En Francia la posibilidad de hacerlo ha sido aprovechada por distintas leyes que, entre los años comprendidos entre 2000 y 2006 han incorporado al derecho nacional los principios de las directivas.

1. EL PROCESO DE APERTURA DEL MERCADO ENERGÉTICO

Como acabamos de recordarlo, el sector energético francés se caracterizó por mucho tiempo por la existencia de dos operadores en situación de monopolio, EDF y GDF, que presentaban cada uno las características de una empresa integrada. El origen de dicha organización se sitúa en el periodo inmediato de post-guerra cuando el sector energético fue objeto de una amplia nacionalización con una ley del 8 de abril 1946.

El modelo de organización arriba citado hizo prueba de su eficacia al saber adaptarse a los cambios de la situación energética con, entre otros aspectos, la realización de un ambicioso programa de desarrollo de un parque electro nuclear. Sin embargo, con el Acta Única Europea de 1986, que entró en vigor el 1 de enero 1987, el movimiento general de unificación de los mercados internos de los Estados miembros de la Unión Europea implicó cambios importantes.

Por lo que se refiere al mercado de la electricidad, es a partir de 1997 cuando el derecho comunitario decidió su apertura progresiva a la competencia. Tratándose del gas natural, la liberalización empezó a partir del año 2000. Dicho proceso se aceleró en el año 2000 con motivo de la cumbre de Lisboa durante la cual los jefes de Estado y de Gobierno afirmaron su voluntad de “acelerar la liberalización en los sectores del gas y de la electricidad”. El mismo objetivo se reafirmó en la cumbre de Estocolmo de los 23 y 24 de marzo 2001. Si embargo fue durante el consejo europeo de Barcelona de los 15 y 16 de marzo 2002 cuando los jefes de Estado y de Gobierno se comprometieron a adoptar, lo antes posible, “las propuestas de directivas pendientes relativas a la fase final de apertura a los mercados de la electricidad y del gas natural”.

La fase final a la que nos referimos implicaba “la libre elección del proveedor, a partir del 2004, por todos los consumidores, salvo los particulares”. Sobre la base de esta declaración, el Consejo de la Unión Europea de “transportes, telecomunicaciones y energía” del 25 de noviembre 2002 llegó a un acuerdo político que preveía la liberalización de los mercados para todos los clientes, excepto los particulares, a más tardar el 1

de julio 2004 y una apertura completa para todos los clientes a lo mas tarde el 1 de julio 2007. Dicho acuerdo permitió la elaboración de dos directivas con fecha del 26 de junio 2003.

La Directiva 2003/54 para la electricidad modificó la del 19 de diciembre 1996 (N° 1996/92) al fijar nuevos objetivos para la apertura del mercado: al 1/07/2004 se abriría el mercado a los clientes profesionales (las empresas) y al 1/07/2007 a la totalidad de los clientes. Por lo que se refiere a la Directiva 2003/55, en materia de gas, se modificó la directiva del 22 de junio 1998 (N° 1998/30) al decidir sobre un mecanismo de apertura comparable al de la electricidad.

Podemos afirmar que para el sector de la energía, se trató de una amplia reforma que no se limita a la puesta en competencia de los operadores, porque prevé también, a medio plazo, la constitución de un mercado integrado europeo de la energía. Dicho objetivo supone el desarrollo de interconexiones entre países de la Unión europea y la suspensión de las barreras para favorecer la llegada de nuevos operadores en el mercado. En consecuencia las directivas han adoptado disposiciones que permiten un acceso no discriminatorio y transparente a las redes y que, para ello, obligan a la separación jurídica de las empresas encargadas del encaminamiento de las energías (transporte y distribución) y de las que ejercen actividades de producción y suministro.

En Francia las disposiciones de las primeras directivas y de las del 2003 han sido incorporadas al derecho nacional por las leyes del 10/02/2000, 3/01/2003, 9/08/2004, 13/07/2005 y 7/12/2006.

2. LA SEPARACIÓN JURÍDICA DE LOS OPERADORES

Tratándose de la obligación de realizar la separación jurídica de las empresas encargadas del encaminamiento de las energías y de las empresas que las producen, necesaria para conseguir el mercado integrado europeo de la energía, debe señalarse que se trata de disposiciones que ya existían en la ley del 2004 y que han sido modificadas y completadas por la ley del 7/12/2006.¹

De dichos textos resulta que Francia haya adoptado soluciones de compromiso que no van en contra de los objetivos de las Directivas (prin-

¹ En el marco del debate parlamentario relativo a la ley del 2006, el ponente de la Comisión de Asuntos económicos del Senado declaraba “nuestra Comisión desea reafirmar su adhesión al carácter integrado de las empresas energéticas representadas por EDF y GDF”. En el momento de dicha declaración parlamentaria ya se había realizado, con la ley del 2004, la separación jurídica de las funciones de transporte de las energías, de modo que la comisión senatorial consideraba que ello bastaba para garantizar la neutralidad de los gestionarlos de redes relativamente a sus utilizadores, tanto productores como consumidores.

cialmente el del acceso transparente y no discriminatorio de todos los operadores a las redes) pero que permiten mantener en cierta medida las ventajas (incuestionables) del dispositivo anterior caracterizado, como se sabe, por la existencia de dos operadores en situación de monopolio y presentando las características de empresas integradas (con exclusividad de competencia por la producción, el transporte y la distribución).

¿En definitiva, cual ha sido la solución de la última ley de diciembre del 2006? ¿Cómo se ha organizado para EDF, GDF y los distribuidores no nacionalizados (DNN) con más de 100.000 clientes, la separación jurídica de los operadores de redes de distribución (ORD) más importantes?

La solución ha sido la siguiente: al 1 de junio 2007, los operadores verticalmente integrados han tenido que separarse en dos personas morales distintas para asumir de una parte, las actividades de distribución pública de electricidad y gas, de otra parte las actividades de producción o suministro en régimen de competencia.

Ya se sabe que la misma separación orgánica había sido realizada para los gestores de redes de transporte con la ley del 2004.

Sin embargo para alejarse lo menos posible de la situación anterior los ORD nacidos de la separación entre proveedores y distribuidores han sido constituidos en filiales del operador competencial (GDF o EDF) y disponen de verdaderos poderes de decisión por lo que se refiere a los elementos de activos necesarios para realizar la explotación, el mantenimiento y el desarrollo de la red.

Adicionalmente, existen mecanismos de coordinación adecuados para garantizar el ejercicio de los derechos de control económico y de gestión de la sociedad madre (EDF/GDF) sobre el rendimiento de los activos de su filial. Particularmente, se permite a la sociedad madre dar su visto bueno al plan financiero anual del operador de la red de distribución y también fijar un tope al nivel de endeudamiento de su filial. En cambio, la sociedad madre no tiene competencia para dar instrucciones sobre la gestión cotidiana, ni tampoco para lo que se refiere a las decisiones individuales en materia de construcción o modernización de la red (en los límites del plan financiero aprobado).

Debemos destacar que, cumpliendo con disposiciones de la ley del 2006, se constituyó además antes del 1/07/2007 un servicio común a las filiales de distribución de las dos empresas (EDF/GDF). Dicho servicio común, que no tiene personalidad jurídica, es competente, en los sectores de distribución, para la construcción de infraestructuras de red, su explotación y mantenimiento.

Con este conjunto de disposiciones se observa que el legislador ha buscado un equilibrio entre la independencia de acción de los responsables de gestión de las redes y el derecho de los accionistas, es decir las dos sociedades madre (EDF/GDF) y de los distintos distribuidores no na-

cionalizados (DNN); esto, para limitar en la medida de lo posible el impacto de las obligaciones comunitarias sobre el régimen francés tradicional del sector de la energía.

3. LA CUESTIÓN DE LAS TARIFAS

Ateniéndose a la lógica del Acta Única a la que nos hemos venido refiriendo, y de lo ya realizado en los sectores interiormente liberalizados, el Consejo y el Parlamento europeo adoptaron con las directivas disposiciones que implicaban una fijación del precio de la electricidad y del gas mediante el juego de la oferta y de la demanda, primero en los mercados nacionales, luego en un mercado europeo.

Francia consintió a dichas directivas pero obtuvo que su puesta en obra fuese progresiva y lenta. De hecho, la ejecución de las Directivas fue adoptada con la perspectiva del plazo último del 1/07/2007.

La ley del 7/12/2006 demuestra que las instancias políticas del país no habían renunciado a un sistema de tarifas “administradas” o “reglamentadas” o, más exactamente, a la coexistencia entre un libre mercado y un dispositivo dentro del cual es el Gobierno quien fija unas tarifas que los operadores históricos (EDF/GDF) y los distribuidores no nacionalizados (DNN) tienen obligación de ofrecer a los consumidores.

Según la ley del 10/02/2000 los consumidores de electricidad son libres de elegir la fecha en la cual abandonaban un contrato “reglamentado” con el operador histórico (EDF) para entrar en el mercado con el proveedor de su libre elección. Después de la elección no podían renunciar a dicha decisión para volver al sistema “reglamentado”. Además si el consumidor decidía libremente de la fecha de abandono del monopolio y, consecuentemente, de la tarifa reglamentada, no podía eludir indefinidamente la decisión, tenía que tomarla en un momento dado. La Comisión de Regulación de la Energía (CRE), autoridad administrativa independiente, aplicó la misma solución para el sector del gas con la decisión del 23/12/2004.

Recordemos que la ley del 2000 era aplicable a los contratos en vigor, lo que significaba que para los nuevos contratos solo podría regir la ley del mercado. Sin embargo, para satisfacer a una opinión pública preocupada por la subida de precios en el mercado energético, la ley del 22/07/2005 dio la posibilidad, mediante ciertas condiciones, de tarifas “reglamentadas” también para nuevos contratos. El consumidor de energía tenía pues la posibilidad de elegir entre un contrato con el operador histórico con tarifa fijada por el Ministro de Economía (bastante mas barata que el precio del mercado), o bien, un contrato libremente negociado con un proveedor cualquiera. Evidentemente se trataba de un sistema que no cumplía del todo con la lógica comunitaria.

La ruptura con los principios y objetivos comunitarios aparece aun más fuerte con el texto adoptado por el Parlamento a finales del 2006.

Según el proyecto de ley votado por las dos cámaras y que distinguía entre los clientes “domésticos” (los particulares, las familias) y los no-domésticos (los empresas, los profesionales), todos los clientes, tanto los domésticos como los demás, podían conservar su contrato “reglamentado” si ya lo tenían o, si no lo tenían, suscribir por primera vez un contrato también “reglamentado”.

Además, tratándose de los clientes no domésticos, el proyecto de ley les permitía elegir entre un contrato reglamentado o no reglamentado sin condición de plazo. En el caso de los particulares y de los pequeños consumidores no domésticos, distintas disposiciones del texto tendían a incitarles a conservar o a concluir contratos reglamentados con los dos operadores históricos.

En otras palabras, las tarifas reglamentadas de venta de electricidad y de gas (muy por debajo del precio del mercado) eran no solamente perpetuadas, pero definitivamente accesibles para todo nuevo contrato y claramente favorecidas. La regla era el contrato con tarifa reglamentada con el operador histórico y la excepción el contrato libremente negociado en el mercado con el operador libremente elegido por el consumidor.

A mayor abundamiento, la contradicción se producía entre el principio europeo de apertura de los mercados y el sistema que perpetuaba las tarifas reglamentadas —mas ventajosas para el consumidor y únicamente proporcionadas por los operadores históricos ex-titulares de los monopolios—. Ante tan fuerte contradicción, el juez constitucional no tuvo mas remedio que censurar parte del dispositivo mediante sentencia del 30 de noviembre 2006.

El Consejo Constitucional no condena el principio mismo de la tarifa reglamentada, sino la contradicción manifiesta entre los objetivos de libre oferta y demanda, que constituyen la esencia misma de las directivas del 2003, y un sistema cuyo objeto era conseguir que el número mas grande posible de consumidores se quedara para siempre con los operadores históricos beneficiando de tarifas susceptibles de quedarse indefinidamente desconectadas de las realidades del mercado.

Admitiendo la posible compatibilidad entre las directivas y una tarificación reglamentada, el juez consideró, sin embargo, que el proyecto de ley era censurable en la medida en que:

- El campo de aplicación del dispositivo es demasiado amplio y permanente (la tarifa reglamentada aplicándose sin limites de tiempo y para demasiados consumidores);

- El sistema de fijación de la tarifa reglamentada no se relaciona bien con las cargas reales, ni con el precio del mercado (de modo que se podría llegar a un “dumping” nefasto para la competencia); y
- De facto se reserva la tarifa reglamentada a los operadores históricos.

Como consecuencia de la sentencia referida el legislador modificó parcialmente su texto. En definitiva, la situación no se modificó para los titulares de contratos reglamentados, pero, para los nuevos contratos, solo habrá posibilidad de tarifa reglamentada hasta el 1 de julio del 2010. Más allá, tanto con los operadores históricos como con los demás operadores, los contratos de electricidad y gas tendrán que negociarse a precio de mercado.

Se trata de una solución que, a pesar de todo, mantiene una situación privilegiada para los ex titulares de los monopolios de modo que se puede temer que no llegue a satisfacer plenamente a las instancias europeas y que, en caso de recurso de la Comisión, la Corte de Justicia Europea (CJCE) falle en contra de la solución francesa.

4. EL CAMBIO DE ESTATUTO JURÍDICO DE LOS OPERADORES

Si se toma en consideración que los operadores históricos conservan pues una situación privilegiada, de otros puntos de vista aparece también que con la reforma de sus estatutos jurídicos han conseguido ventajas susceptibles de reforzar su posición ya dominante en los mercados de las energías.

A partir del año de 1946, en el marco de la nacionalización del sector energético, el legislador había dado a EDF y GDF la forma jurídica del establecimiento público y, más exactamente, del establecimiento público industrial y comercial (EPIC). Desde entonces, y durante tiempo, los grandes establecimientos públicos nacionales representaban la llave de bóveda de nuestro sistema económico y social, la esencia del derecho público, la traducción de los valores republicanos entre los cuales destacaba la igualdad de trato para todo ciudadano.

Hoy, y no solamente en el sector energético, los más prestigiosos de los EPIC han desaparecido. Han sido sustituidos por sociedades anónimas y tal es el caso de EDF y GDF.

Según una opinión ampliamente compartida la forma jurídica del EPIC habría sido condenada por las normas europeas de competencia, la desregulación, el libre comercio del Gran Mercado. Entre otros argumentos se alega que ciertas ventajas inherentes a la figura del establecimiento público serían incompatibles con el derecho comunitario al constituir

ayudas de Estado. Se indica, por ejemplo, que la imposibilidad de aplicarles procedimientos de ejecución colectiva y, consecuentemente, de encontrarlas en situación de quiebra implicaría una garantía financiera ilimitada por parte del Estado correspondiendo a una ayuda de Estado.

Dicha ayuda del Estado es susceptible, en el sentido del artículo 87 del Tratado CC, de ir en contra de la competencia al favorecer ciertas empresas (en nuestro caso EDF/GDF). En realidad, el argumento podría discutirse (existen procedimientos administrativos de ejecución que permiten a la autoridad de tutela incorporar en el presupuesto del establecimiento público los recursos necesarios al pago de sus deudas), pero no se trata de lo fundamental.

Si se tiene en cuenta que nada en el derecho europeo impone la renuncia al establecimiento público, hay que admitir que la transformación de EDF/GDF en sociedades anónimas, por vía legislativa, ha sido principalmente motivada por la consideración de ciertos inconvenientes de su estatuto que impedían su buena adaptación a los cambios tecnológicos y económicos de la época.

Entre otras cosas, dicha adaptación exigía la posibilidad de aprovechar plenamente las competencias adquiridas mediante una amplia diversificación de sus actividades, pero el objetivo no se podía conseguir porque lo impedía el principio de especialidad que caracteriza al establecimiento público.

De otro punto de vista, el estatuto de sociedad aparecía como más adecuado para conseguir un crecimiento significativo de las capacidades de desarrollo de la empresa gracias al recurso al capital privado.

Tales son los motivos principales de la transformación de EDF y GDF en sociedades por la ley del 9/08/2004, con participación mayoritaria del Estado en el capital de cada una. En consecuencia los problemas que se acaban de mencionar han podido resolverse de modo más positivo y eficaz.

Tratándose de la necesaria ampliación de competencias de las dos entidades, los decretos de aplicación de la ley, con fecha de 17 de noviembre 2006, han definido un amplio campo de actividades al disponer que podían “dedicarse a cualquier operación industrial, mercantil, financiera, mobiliaria o inmobiliaria relacionada directa o indirectamente, en totalidad o parcialmente, a uno cualquiera de sus objetos, a cualquier objeto similar o conexo y además a cualquier objeto susceptible de favorecer o desarrollar los negocios de la sociedad”

En cuanto al aspecto financiero, el caso de GDF aparece especialmente ejemplar por los problemas suscitados.

A finales del 2005 la empresa era la número uno entre los distribuidores de gas natural en Europa, tenía la red de transporte más extensa del continente, disponía de la segunda capacidad en materia de stocks y del quinto puesto mundial para el gas natural licuado (GNL). Tenía 13,8 mi-

llones de clientes y empleaba a 53.000 asalariados. Había realizado un volumen de ventas de más de 27.000 millones de euros.

A pesar de tales resultados, en si mismo considerables, para el futuro el dinamismo de GDF se encontraba amenazado por la competencia de algunas empresas bastante mas importantes, por ejemplo la rusa GAZPROM. Era pues necesario conseguir los recursos necesarios para poder continuar en la vía de una ampliación del crecimiento de la empresa, para permitirle el desarrollo de nuevas sinergias.

En este escenario, el grupo franco-belga SUEZ aparecía como el quinto operador europeo para la electricidad y el sexto para el gas, disponiendo, entre otras ventajas, de grandes capacidades en materia de GNL. Para el año 2005 había realizado un beneficio neto de 2.500 millones de euros para un volumen global de ventas 41.500 millones de euros.

Es así que en un contexto de concentración de los operadores energéticos y de acercamiento entre electricidad y gas a nivel europeo, una fusión de las dos entidades permitiría el nacimiento del primer grupo europeo en materia de gas (producción, red de transporte y distribución, GNL, capacidad de stocks).

Después de un periodo de intensas negociaciones, el visto bueno del ejecutivo europeo para la realización de la concentración y, a nivel nacional, el acuerdo de la Autoridad de los Mercados financieros (autoridad administrativa independiente), la fusión se llevó a cabo durante el verano 2008 con el voto a favor de las asambleas generales extraordinarias de ambas sociedades.

La nueva entidad GDF-SUEZ en la cual el Estado francés es accionista mayoritario constituye ya el tercer más importante proveedor mundial en el campo del gas. Se trata indudablemente, de una consecuencia notable del cambio de estado jurídico de GDF a falta del cual la fusión no hubiera sido posible.

CONSIDERACIONES FINALES

De lo que acabamos de evocar brevemente, se puede deducir que si Francia ha cumplido con sus obligaciones de incorporación del derecho comunitario al derecho nacional, lo hace a veces un poco a regañadientes.

El hecho dará, sin duda, lugar a críticas por parte de los devotos del pensamiento liberal dominante e incondicionales de un ideal de absoluta competencia. Sin embargo, volviendo al ejemplo de las tarifas: 1. Si se consideraba que algunos incumplimientos limitados de las obligaciones comunitarias se justifican claramente por la preocupación de mantener lo más posible unas formulas preexistentes beneficiosas para el consumidor (sobre todo el domestico) y, 2. que dichas buenas formulas se ela-

boraron cuando todavía no existían la U.E y la introducción del pensamiento único de la competencia a ultranza, quizás habría motivo para algunas reflexiones. Motivos para preguntarse, en el contexto de crisis mundial que se conoce ahora, si no tenían acaso algunos aspectos positivos el papel económico del Estado, los monopolios y los servicios públicos monopolísticos.

**INSTITUCIONALIDAD Y PRINCIPIOS
DE DERECHO ELÉCTRICO CHILENO**



Alejandro Vergara Blanco

[Chile]

Doctor en Derecho. Socio Fundador de
Vergara y Compañía

Resumen

De todas las características propias del sector eléctrico, resalta una que es superlativa y que se manifiesta claramente en la legislación con diferentes matices: es un servicio de extrema necesidad pública, o simplemente un servicio de utilidad pública que deviene jurídicamente en la declaración de “servicio público” de los subsectores de distribución y de transporte por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión. Los sistemas eléctricos permiten ejecutar estas actividades en forma simultánea, asegurando el necesario ajuste instantáneo entre producción, transporte y consumo, ya que con las actuales tecnologías es comercialmente imposible almacenar la electricidad como tal en grandes cantidades; simultaneidad ésta que, como se ha dicho, influye en las características de la regulación jurídica del uso de la energía eléctrica. Este ensayo aborda un análisis detallado del sector eléctrico chileno desde la perspectiva de la llamada “Institucionalidad eléctrica,” los principios jurídicos del sector eléctrico y el sistema de tarifas.

Abstract

Of all the specific features of the electric sector, there is one outstanding one which manifests itself clearly in legislation, albeit in different modes: it is a service of extreme public necessity, or simple a public utility service that derives legally from the declaration that it is a “public service” of the subsectors of distribution and transmission by systems of trunk line transmission and subtransmission. Electric systems allow these activities to be performed simultaneously, while securing the instantaneous adjustment between production, transmission and consumption, as with current technologies it is technically impossible to store electricity as such in significant quantities. This, such simultaneity influences the legal regulation of electric energy. This essay provides a detailed analysis of the Chilean electric sector from the perspective of the so called “electric institutional framework,” the legal principles of the electric sector and the rate system.

Introducción

De todas las características propias del sector eléctrico, resalta una que es superlativa y que se manifiesta claramente en la legislación con diferentes matices: es un *servicio de extrema necesidad pública*, o simplemente un *servicio de utilidad pública* que deviene jurídicamente en la declaración de “servicio público” de los subsectores de distribución y de transporte por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.

En el proceso que permite disponer de la electricidad como energía útil en los centros de consumo se distinguen tres actividades: *a)* la generación o producción, *b)* la transmisión o transporte y *c)* la distribución de energía eléctrica. El RLGSE agrega, además, el caso de las *subestaciones* (esto es, reducción del voltaje), como objeto separado de concesión.

Los sistemas eléctricos permiten ejecutar estas actividades en forma simultánea, asegurando el necesario ajuste instantáneo entre producción, transporte y consumo, ya que con las actuales tecnologías es comercialmente imposible almacenar la electricidad como tal en grandes cantidades; simultaneidad ésta que, como se ha dicho, influye en las características de la regulación jurídica del uso de la energía eléctrica.

1. La *generación*. Consiste en la producción de energía eléctrica a partir de los recursos hidráulicos, en el caso de las centrales hidroeléctricas; y petróleo, carbón o gas, en el caso de las centrales termoeeléctricas; o de la fisión, en el caso de las centrales nucleares (lo que no se desarrolla en Chile).
2. El *transporte*. Consiste en la transmisión de energía eléctrica a través de líneas o conductores físicos de alta tensión, desde las centrales generadoras pasando por terrenos públicos y privados, ríos, caminos y todo accidente geográfico intermedio, hasta las subestaciones de transformación que reducen el voltaje de la corriente eléctrica, y
3. La *distribución*. Consiste en la conducción del fluido a tensión reducida, desde las subestaciones transformadoras hasta los lugares de consumo; la distribución permite llevar energía eléctrica desde líneas aéreas y subterráneas, extendidas a lo largo de calles y caminos, hasta los empalmes de los consumidores.

I. INSTITUCIONALIDAD ELÉCTRICA

A. Marco regulatorio

Desde 1974, la Administración dio comienzo a un proceso de descentralización y privatización de las empresas eléctricas, aplicando el principio de subsidiariedad (que más tarde será recogido en la Constitución Política de 1980).

La electricidad, como parte de la materia energética, sería objeto de nuevas regulaciones, cuyo primer paso fue crear, mediante el DL N° 2.224, de 1978, la Comisión Nacional de Energía, con el objetivo de elaborar y coordinar planes y políticas del sector. Paralelamente al proceso de las privatizaciones de las empresas eléctricas que se llevarían a cabo fundamentalmente en la década de los 80, se estableció un nuevo marco regulatorio, compuesto fundamentalmente por:

- El DFL N° 1/1982, que aprueba una nueva “*Ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica*” (LGSE); y
- La Ley N° 18.410, de 1985, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (LSEC).

1. Objetivos de la nueva legislación

Si a partir de la década de 1980 se comenzó a aplicar una nueva política en el sector eléctrico, ello fue con la finalidad de revertir la situación anterior de preponderancia estatal, y de otorgarle una participación significativa a la iniciativa privada. El Estado, en su función subsidiaria, mantendría en todo caso su rol normativo y regulador.

Los objetivos de estas nuevas políticas estaban dirigidos a dotar de mayor eficiencia al sector eléctrico, y a dejar al mercado como herramienta de asignación de los recursos; esto fue aplicado plenamente en el caso de la generación y del transporte de la energía eléctrica; no obstante, en aquellos casos como la distribución en que no podía operar completamente el mercado, se idearon modelos matemáticos.

En forma resumida, los objetivos de la ley eléctrica aprobada en 1982 son los siguientes:

a) En armonía con el sistema económico general, se deseaba “*establecer un conjunto de reglas del juego lo más claras y objetivas posibles, que constituyan el marco adecuado para la instalación y funcionamiento de las empresas eléctricas. Ello con el propósito de lograr un desarrollo eficiente y estable del sector e incentivar la participación del capital privado*”.

b) Además, otorgar al Estado los instrumentos de control, de regulación, normativas necesarias y suficientes para un funcionamiento racional del sector, y

c) Desburocratizar el sector, “*eliminando controles y regulaciones excesivas que entraben innecesariamente el funcionamiento y desarrollo del sector*”.

Durante la vigencia de las leyes eléctricas históricas de 1925, 1931 y 1959, tanto el subsector de la generación, distribución y transporte de la energía eléctrica estaban “*publicados*”, en el sentido que no podían llevarse adelante por los privados sin una previa concesión. A partir de 1982, sólo se publica, y no en todos sus supuestos, pero sí en su condición de servicio público, el sector de la distribución de energía eléctrica.

2. Vigente Ley General Eléctrica: el DFL N° 4, de 2007

El texto vigente, de la Ley General de Servicios Eléctricos, con sus modificaciones introducidas por las leyes N° 19.940, N° 20.018 y 20.257, se encuentra fijado por el DFL N° 4 de Economía, 2007.

¿Cómo se cumplieron estos objetivos? Se dictó el DFL N° 1, de 1982, mediante la técnica legislativa de acondicionar a estas nuevas políticas el texto base de la antigua ley eléctrica de 1959, efectuando cuando fuese necesario, adecuaciones y modificaciones.

La nueva ley eléctrica estableció una institucionalidad dirigida a:

a) Permitir el libre acceso de los privados al negocio eléctrico, en especial a la generación y al transporte de energía eléctrica; además, la vía concesional sólo pasa a ser imprescindible para el servicio público de distribución en áreas de concesión a usuarios finales.

b) Las “*reglas claras*” en este sector las constituyen las disposiciones del DFL N° 1, de 1982.

3. Modificaciones relevantes del marco regulatorio del sector eléctrico, desde 1982 a 2008

La LGSE y la LSEC han sufrido algunas modificaciones. Las más relevantes de los últimos años son siguientes:

a) *Fortalecimiento de la fiscalización administrativa y nueva regulación de los déficit de energía eléctrica, en 1999*. Con el objeto declarado de “*fortalecer el régimen de fiscalización del sector eléctrico*”, se dictó la Ley N° 19.613, de 8 de junio de 1999, que introduce modificaciones a la LSEC y a la LGSE.

Los resultados de la modificación legal (a la LGSE y a la LSEC), básicamente, fueron los siguientes: 1º) aumentar y fortalecer las facultades de fiscalización de la Superintendencia; 2º) aumentar considerablemente el monto de las multas, y modificar el procedimiento de reclamo de las mismas; y, 3º) eliminar la sequía o fallas de centrales eléctricas como causas de fuerza mayor o caso fortuito que posibiliten a las empresas excluirse de los efectos de la dictación de decretos de racionamiento.

b) *Regulación de sistemas de transporte, de tarifas para sistemas medianos, en 2004.* Con el objetivo de establecer variadas modificaciones a la regulación eléctrica se dictó la Ley N° 19.940, de 13 de marzo de 2004 (“*Regula sistemas de transporte, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos*”). En términos generales, a través de esta ley se regulan de un nuevo modo las siguientes materias:

i) Los sistemas de transporte de energía eléctrica, los cuales se definen y regulan en un nuevo título III, en los arts. 71-1 a 71-50, que se incorporan a continuación del art. 71 LGSE. Además de la regulación de las instalaciones y el acceso y peajes en relación a las mismas, a través de esta ley se tipifica el transporte de energía eléctrica por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión como un “servicio público” (art. 7 inc. 3° LGSE).

ii) Los sistemas eléctricos medianos, para los cuales se establece un nuevo régimen de tarifas, incorporando los arts. 104-1 a 104-8, a continuación del art. 104 LGSE.

iii) Se crea el panel de expertos, utilizando para ello los arts. 130 a 134 LGSE (que habían quedado sin contenido, derogados, en virtud de la Ley 19.613/1999).

iv) Relacionadas con las anteriores materias, se introducen varias adecuaciones a la LGSE, entre las que cabe destacar las siguientes materias: transferencia de concesiones (art. 46 incs. 1 y 2 LGSE); desaparición (por vía derogatoria del tipo) de la servidumbre de paso de energía eléctrica (modificando art. 51 y derogando arts. 51A a 51G LGSE), la que es reemplazada por el “régimen de acceso abierto” que se consagra ahora en el art. 71-5 LGSE; la nueva regulación del CDEC (arts. 81, 81 bis y 150 b) LGSE); servicios complementarios (art. 91 y 91 bis LGSE); y, en fin, VNR (art. 118 LGSE).

v) Agrega la ley algunas normas transitorias; entre ellas, la potestad del Presidente de la República para fijar el texto refundido, coordinado y sistematizado de la LGSE (art. 12 transitorio Ley N° 19.940/2004).

c) *Estímulos para la generación y medios de generación no convencionales, en 2005 y 2008.* La Ley n° 20.018, que se publicó en el Diario Oficial el 19 de mayo de 2005, modifica el marco normativo del sector eléctrico. Tiene por objeto principal, crear condiciones de estabilidad suficientes para los inversionistas en generación, sustituyendo el sistema de venta a precios de nudo por uno que refleje precios estables determinados mediante procedimientos competitivos de mercado, parecido al aplicado a los grandes clientes industriales y mineros a precio libre.

Se establece que los propietarios de los medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo *cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales*

hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, conforme a los siguientes criterios.

La Ley n° 20.257, se publicó en el Diario Oficial el 1 de Abril de 2008, igualmente, como establece su título introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables no convencionales.

Esta ley, conforme se señala en el proyecto: “*pretende crear condiciones que permitan atraer inversiones en proyectos de energías renovables no convencionales, acelerando el desarrollo del mercado; eliminar las barreras asociadas a la innovación que enfrentan, y generar confianza en el mercado eléctrico respecto de este tipo de tecnología*”

Conjuntamente, la ley 20.257, introduce adecuaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos en lo que se refiere a la terminología y conceptos.

En seguida, se dicta un Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación.

Lo anterior mejora las condiciones de acceso a financiamiento para este tipo de proyectos y estabiliza los ingresos esperados. Adicionalmente, el aumento del costo de la energía en Chile, sumado al descenso continuo de las inversiones en nuevas tecnologías, podría mejorar las expectativas para el desarrollo y la conexión de estos pequeños medios de generación.

B. Instituciones y personas vinculadas al sector eléctrico

Las instituciones y personas vinculadas principalmente al sector eléctrico serán mencionadas brevemente.

1. Instituciones de la Administración del Estado. Servicios públicos específicos

a) *Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción*. En cuanto al sector eléctrico tiene varias funciones relevantes, como son la fijación de tarifas; fomentar el desarrollo de la producción, transporte y distribución de la energía eléctrica.

b) *Comisión Nacional de Energía (CNE)*. Creada en 1978, por el DL N° 2.224, de 8 de junio de 1978, con el objetivo de “asesorar al gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía” (art. 2°); y, para ello, la norma la dota de una serie de funciones relativas a la elaboración de planes y políticas; su coordinación; proposición de normas económicas y

técnicas; y cálculo de tarifas y precios de la energía. Asimismo, debe coordinar el funcionamiento del papel de expertos.

c) *Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)*. Órgano de fiscalización y supervigilancia, creado por la ley N° 18.410, de 22 de mayo de 1982. En materia eléctrica, debe velar por el cumplimiento de las leyes y reglamentos del área, y *normas técnicas* sobre generación, transporte y distribución de electricidad, para *verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la exigida en la ley, y que tales operaciones no constituyan peligro para las personas o cosas* (art. 2°).

Tiene un papel relevante en la tramitación de las concesiones eléctricas y en la constitución de las servidumbres respectivas, entre otras funciones en el sector, del cual es un “órgano regulador” relevante. Es, además, titular de la potestad sancionatoria (art. 15 LSEC).

2. Personas naturales y jurídicas, públicas y privadas

Dada la vigencia del principio de subsidiariedad económica, sólo los particulares actúan en el sector generando, transportando o distribuyendo energía eléctrica, salvo casos excepcionalísimos que regula la Constitución Política (art. 19 N°s. 21 y 22); empresas éstas que se vinculan con los usuarios. Existe además, un tipo de persona jurídica de derecho público integrado por empresas particulares (los CDEC).

a) *Empresas de generación, transporte o distribución de energía eléctrica*. Usualmente identificadas por la propia ley como “empresas eléctricas”, o como “*empresa concesionaria*”. Estas empresas podrán ser o no concesionarias en el caso de la generación y el transporte, siendo imprescindible tal título concesional sólo en el caso de la distribución. En el caso de las empresas operadoras de sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, a pesar de su condición de “servicio público” no se les exige el título concesional.

b) *Usuario o consumidor final*. Definido por la propia ley como “*el que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo*”.

c) *Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)*. Definido en la ley como un “*organismo*”, “*encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico, incluyendo las centrales eléctricas generadoras, líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica de un sistema eléctrico, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada*”; definición esta que es, al mismo tiempo, regulación de su actuación y de los demás actores del sector.

Trátase de una corporación creada directamente por la ley, cuyas funciones también están fijadas en la ley, pero que no se integra en la Administración del Estado.

Este es un cauce asociativo público, necesario e inevitable para quienes estén en la hipótesis legal, en que sus miembros hacen valer sus intereses privados, gestionando con autonomía la función encomendada; en este caso, la operación interconectada.

El organismo coordinador es una persona jurídica de derecho público, cuya creación y nacimiento se produce por el solo ministerio de la ley; y, en virtud de los términos de ella (dada la expresión “*organismo*” que utiliza la LGSE en sus arts. 51F inc. 8º, 91 inc. 2º y 150 letra b), es suficiente para considerar creada a tal persona jurídica, por su solo ministerio, *ipso jure*.

Este órgano tiene por misión una función autónoma, puede ejercer sus facultades según lo dispone la ley (y lo desarrolla el reglamento) con independencia de quienes en definitiva lo integren y obliga a quienes estén interconectados en un sistema eléctrico.

3. Tribunales especiales en materia eléctrica

Latu sensu, en algunos casos, la ley confía a comisiones o tribunales especiales la solución de controversias que se suscitan en materia eléctrica, usualmente relativas a la fijación de valores de indemnización o precios.

Es el caso de:

a) *Comisión de hombres buenos, en servidumbres prediales*. Tiene la misión de fijar “el avalúo de las indemnizaciones que deben pagarse al propietario del predio sirviente”, en las servidumbres eléctricas prediales, en caso de desacuerdo entre el dueño del predio y el interesado.

b) *Panel de expertos*. Crea la LGSE, en sus arts. 208 a 212 un panel de expertos, a cuyo dictamen serán sometidas todas aquellas discrepancias que enumera la ley (*vid.* art. 208 N°s. 1 a 10 LGSE), en especial, aquellas relativas a la transmisión (por ejemplo, sobre el informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal; las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de transmisión troncal; la fijación de los peajes de distribución y de subtransmisión); a la fijación de precios de los servicios no consistentes en suministros de energía; a la determinación de los costos de explotación para las empresas distribuidoras; a la fijación del valor nuevo de reemplazo; y, a las discrepancias que surjan en la aplicación del régimen de acceso abierto en las líneas de los sistemas adicionales. Cabe agregar, además, todas las controversias que surjan en la fijación de los peajes de los sistemas de transporte (*vid.* art. 73 y ss. LGSE); los conflictos que se susciten en el interior de un CDEC, respecto de aquellas materias que se determinen reglamentaria-

mente (art. 212 inc. final LGSE); y, en fin, “las demás discrepancias que las empresas eléctricas tengan entre sí con motivo de la aplicación técnica o económica de la normativa del sector eléctrico y que, de común acuerdo, sometan a su dictamen”, esto es, como arbitraje (art. 208 N° 11 LGSE).

En cuanto a los efectos del dictamen, señala la ley que “será vinculante para todos los que participen en el procedimiento respectivo y no procederá ninguna clase de recursos, jurisdiccionales o administrativos, de naturaleza ordinaria o extraordinaria” (art. 211 LGSE).

En cuanto a su naturaleza jurídica, si bien la ley no dice textual y expresamente que este panel constituye o es un “tribunal”, no podemos dejar de observar una realidad: que su función es dirimir “discrepancias” (esto es, desacuerdos, diferencias, divergencias, en fin, “controversias”, como lo señala el art. 86, inc. 4° LGSE) y, a partir de los principios que al respecto establece la Constitución, tal tarea le corresponde sólo a los tribunales, ordinarios o “especiales”, por lo que en ningún caso podrá confundirse con las funciones administrativas.

Objetivamente, no es el panel de expertos un órgano de la Administración del Estado, dado que no está llamado a cumplir funciones públicas con carácter permanente; a partir de lo cual esta entidad no se rige por la ley N° 18.575, de 1986, Orgánica Constitucional sobre Bases Generales de Administración del Estado ni demás leyes conexas, como la LBPA. Además, ello sería claramente inadecuado al papel que cumple: dirimir divergencias o conflictos; máxime que en algunos casos una de las partes (y no mero “interesado”) es un órgano de la Administración (la SEC) como en la determinación de los costos de explotación y del VNR (art. 208 N°s. 8 y 9 LGSE).

El panel de expertos, entonces, a partir del papel que le ha encargado la ley que cumple es más bien un órgano que tiene por única y clara función, de la que derivan atribuciones específicas, la de dirimir discrepancias o conflictos actuales entre partes sobre un punto de derecho. Entonces, su papel esencial es llevar adelante, de manera muy específica, la potestad jurisdiccional: dirimir conflictos. El panel de expertos es propiamente un Tribunal especial, y a esta conclusión podemos llegar a partir del análisis de la función que le ha encargado la ley cumplir: resolver una disconformidad, un desacuerdo, un conflicto entre concesionarios o empresas eléctricas o entre estos y la autoridad sobre una cuestión de derecho.

II. PRINCIPIOS JURÍDICOS DEL SECTOR ELÉCTRICO

A. La actividad económica eléctrica como servicio público

El *servicio público*, en derecho, es antes que todo una técnica de intervención. Por lo tanto, existiendo, como veremos, tal calificación para la distribución de energía eléctrica y el transporte de electricidad por siste-

mas de transmisión troncal y de subtransmisión, es inevitable una referencia a lo que sea la técnica denominada “servicio público”. Servirá para diferenciar la condición de aquella actividad eléctrica que no ostenta tal calidad, como la generación de energía eléctrica.

¿Cómo opera jurídicamente la *publificación*? A priori, debe aceptarse que no existen servicios públicos por naturaleza, es decir, ninguna actividad humana es en sí misma pública o privada, salvo la actividad fundamental de ordenar la comunidad hacia el bien común.

Sin recurrir a antecedentes históricos en nuestras sociedades, y en especial en la chilena, a partir de la primera mitad del siglo XX se desplazaron sobre el Estado/Administración tareas y responsabilidades hasta entonces inexistentes, pues parecía difícil pensar que actividades económicas relativas a grandes abastecimientos (como es el caso de la *electricidad*) pudiesen no estar asumidos y organizados bajo la dirección del Estado/Administración.

La consecuencia de todos estos cambios sociales fue la inevitable *publificación* de muchas actividades, y entre éstas el *clásico* servicio público de la electricidad, lo que dio lugar a una tradicional y abundante regulación administrativa. Respecto del sector eléctrico, esta regulación, más o menos interventora según las épocas, fue expuesta en un párrafo anterior de esta Introducción.

La determinación de cuándo una industria o actividad se encuentra o no afecta al interés público es una calificación siempre relativa y no puede ser hecha con carácter general. A lo largo de la historia se ha reconocido la existencia de ciertas actividades que tienen el carácter de interés público, cualquiera que sea el sujeto o modo de gestión. Criterios concretos que puedan ayudar a esta calificación pueden ser los siguientes: la condición de monopolio natural; el carácter indispensable del bien o servicio; el reconocimiento o disfrute de ciertos privilegios públicos (por ejemplo, expropiación, servidumbres, utilización especial y privativa de las calles y vías públicas); el tratarse de actividades ofrecidas y abiertas al público de una manera oficial y formal; y, en fin, la exigencia previa de un título administrativo específico, como, por ejemplo (tal y como opera en el sector eléctrico), la concesión. Criterios éstos que de un modo u otro han aparecido en la legislación sectorial eléctrica desde sus inicios y que persisten aún hoy en la LGSE.

En suma, resulta obvio que la repercusión social de la actuación de una empresa eléctrica es muy superior que la actuación de otras empresas (como, por ejemplo, una empresa de cosméticos); trátase la electricidad, como se ha señalado en diversos sitios, de una empresa o de una actividad sobre la cual descansa de un modo particular la vida social, y es tal antecedente fundamental el que posibilita la existencia de un marco de

principios y reglas que guíen el actuar de las empresas eléctricas, y su relación con el Estado/Administración y con los usuarios.

Este antecedente fundamental hoy en día, en todo caso, debe armonizarse con otro, consagrado como un valor de la actual institucionalidad jurídica: la libertad de empresa y los derechos de los agentes económicos en un sistema de libre mercado.

En otras palabras, en el actual esquema constitucional chileno las actividades de servicio público con carácter industrial o económico (salvo aquellos casos de servicios estatales esenciales: justicia, armada, orden público y otros, que no tienen el carácter de actividades industriales o económicas) pueden y deben ser desarrolladas *ab initio* por los particulares, en aplicación del principio de subsidiariedad. Ya no existe esa concepción antigua que hacía paralelos los conceptos orgánico y funcional del servicio público (entidad estatal sumada a una actividad estatal), cambio que ha operado desde el inicio de la vigencia de la CP de 1980, y que fue llevado a la práctica en el proceso de privatizaciones de empresas estatales que llevaban adelante actividades empresariales, sean o no servicios públicos, a partir de esa década de 1980. Así, las actividades económicas, sean o no de servicio público, más bien corresponde, de un modo prioritario, llevarlas adelante a los particulares; y sólo en subsidio, a falta de interés o posibilidades de los particulares, por el Estado.

Así, la garantía de la libre actividad económica no pierde su vigencia en los supuestos de servicio público, ni en ninguna actividad publicitada. Más bien implica una condición especial de ejercicio de tal garantía económica.

B. El sistema concesional del servicio eléctrico

Expuestas estas ideas generales sobre la materia, queda por responder, ¿cómo se refleja la *publicatio* en el acceso de los particulares a las actividades del sector eléctrico?

1. La *publicatio* parcial

Ya se dijo antes que en el sector económico eléctrico se distinguen por el legislador, tradicionalmente, tres subsectores: generación, transporte y distribución.

En Chile, antiguamente, durante la vigencia de las leyes eléctricas históricas (de 1925, 1931 y 1959), estos tres subsectores estaban publicitados completamente, en el sentido que los tres supuestos tuvieron el carácter de servicio público, y que, subsiguientemente, no podían llevarse adelante sin previa concesión, al igual que en otros países. Usualmente, un sector publicitado no puede ser llevado adelante por un privado sin que previamente la administración haya manifestado su voluntad, en este

caso a través de un acto concesional; y en el caso de los servicios públicos, quedan sometidos a un estatuto especial (obligatoriedad, etc.).

Las medidas de intervención en las actividades privadas por la Administración pueden alcanzar grados intensos mediante esta técnica específica del servicio público, como ocurre en la distribución de energía eléctrica a usuarios finales, que implica la inexistencia total de las titularidades privadas previas, en virtud de las cuales los particulares pueden llevar adelante la actividad eléctrica de manera espontánea; en el sector eléctrico de la distribución existe una prohibición general de realizar de manera espontánea tal actividad, de lo cual se deriva la existencia de una potestad estatal administrativa, desde la cual se dispensan posibilidades parciales de ejercicio a los particulares mediante la fórmula concesional. El caso del transporte es especial: es una actividad calificada como servicio público pero que no requiere concesión previa:

Así, es necesario distinguir la situación de la distribución, por un lado, y de la generación y el transporte, por otro:

a) *El caso de la distribución de energía eléctrica: concesión necesaria.* Esta actividad no puede realizarse en virtud de una acción privada espontánea, desregulada, sino sólo a través de la técnica concesional. Para facilitar el servicio que presta el privado, éste puede utilizar el procedimiento concesional para obtener, además, privilegios para la utilización del suelo público y privado con el fin de situar sus instalaciones respectivas. En el caso de la distribución, cumple la concesión un doble papel: otorga *ex novo* el derecho respectivo; y, además, concede derechos de uso sobre el suelo público y privado.

b) *El caso de la generación y del transporte de energía eléctrica.* En la generación y el transporte la concesión cumple sólo uno de esos papeles: facilitar el servicio que desea prestar espontáneamente el particular, otorgándole al interesado (el que sólo formalmente será “concesionario”) los mismos privilegios que para la utilización del suelo público y privado se ha instrumentado a favor del servicio público de distribución de energía eléctrica. El transporte de electricidad es una actividad híbrida: es un servicio público que no requiere concesión.

Así, no es necesario para la generación y el transporte de la energía eléctrica obtener previamente una concesión; pero si un agente económico que va a efectuar tal generación o el transporte de energía eléctrica desea obtener los beneficios del título concesional (esto es, el derecho a imponer gravámenes y servidumbres en el suelo privado y ocupar y atravesar el suelo público) puede también formalmente tramitar el título concesional; el que será, en este aspecto, idéntico en sus virtualidades al título concesional que obtiene un agente económico que distribuye energía eléctrica.

2. Títulos concesionales obligatorios y facultativos

Sustantivamente, en cuanto a los privilegios para utilizar el suelo público y privado, los títulos concesionales de distribución, generación y transporte de energía eléctrica otorgan derechos de idéntica naturaleza: derechos reales de servidumbres y de uso del suelo público.

Formalmente, los tres títulos concesionales, en cuanto a su establecimiento, también tienen un procedimiento concesional idéntico, salvo la condición sustantiva de prestador de un servicio público que además otorga la concesión en el caso de la distribución.

En suma, en cuanto a los subsectores de la industria eléctrica que legalmente son regulados, hoy en Chile sólo se encuentran publicadas, y no en todos los supuestos, pero sí en su condición de servicio público, la distribución y el transporte de energía eléctrica: sólo estas actividades económicas tienen el carácter de servicio público, de acuerdo a la terminología legislativa, para cuya dedicación particular es imprescindible una concesión administrativa sólo en la distribución, y no así en el transporte. En cambio, la generación de energía eléctrica no constituye un servicio público, no está sometida a su estatuto especial (obligatoriedad, etc.), y puede ser llevada adelante sin previa concesión, cuya publicación, en el sentido de considerar servicio público a la generación, ha desaparecido hoy en la legislación.

El desarrollo de las actividades de distribución y transporte de energía eléctrica está sometido a un estatuto especial de “servicio público”, lo que constituye una regulación especial, con cargas especiales (obligatoriedad, regularidad, etc.), fijación de precios y tarifas y privilegios especiales (en su caso, uso gratuito de los bienes públicos, creación de derechos reales de servidumbre, exclusividad de servicio eléctrico en su zona de concesión, salvo superposición). Estas cargas y beneficios del concesionario, en el sistema jurídico de la distribución, pueden implicar limitaciones para los usuarios finales (soportar un monopolio natural, protegido por el ente supervisor) y para los propietarios del suelo (soportar servidumbre). En el caso del transporte, implica cargas para el propietario del sistema de transmisión troncal y de subtransmisión (régimen de acceso abierto para terceros).

C. Los principios de funcionamiento de cada servicio eléctrico

En el actual orden jurídico chileno, hoy podemos afirmar como esenciales los siguientes caracteres de los servicios eléctricos: continuidad, obligatoriedad, regularidad y seguridad de los servicios eléctricos, los que operan tanto para las actividades de servicio público (distribución y transporte), como para las que no lo son (generación).

1. La calidad del servicio eléctrico

a) La “calidad de servicio” como concepto que engloba la prestación de cada empresa o concesionario. Establece la ley varias referencias a la “calidad” de servicio (en la LGSE y en la LSEC). A partir de ese concepto surgen deberes de empresas o concesionarios; sanciones, incluyendo la caducidad. Cabe además verificar si corresponde efectivamente a uno de los principios de todo servicio eléctrico, o más bien a un concepto que los engloba.

La “calidad de servicio” está definida en la ley como el “atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad del suministro y la calidad de servicio comercial, entregado a sus distintos usuarios o clientes” (art. 225 letra u) LGSE). A su vez, define la ley esta trilogía de conceptos del modo siguiente:

i) *Calidad del producto*. Es la “componente de la calidad de servicio que permite calificar el producto entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro” (art. 225 letra v) LGSE).

ii) *Calidad del suministro*. Es la “componente de la calidad de servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, profundidad y la duración de las interrupciones de suministro” (art. 225 letra w) LGSE).

iii) *Calidad de servicio comercial*. Es la “componente de la calidad de servicio que permite calificar la atención comercial prestada por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por el plazo de restablecimiento de servicio, la información proporcionada al cliente, la puntualidad en el envío de boletas o facturas y la atención de nuevos suministros” (art. 225 letra x) LGSE).

A partir de estas definiciones legales surge de inmediato que la “calidad de servicio” es más bien un concepto que engloba toda la prestación que cada empresa o concesionario entrega “a sus distintos usuarios o clientes” (*vid.* párrafo final de art. 225 letra u) LGSE, que la define), y que para conocer su contenido es necesario revisar cada una de las exigencias derivadas (calidades del producto, del suministro y de servicio comercial). Aún más, en el caso de las calidades del “producto” y del “suministro”, ya veremos su vinculación esencial, respectivamente, con los principios de regularidad y continuidad, que se desarrolla infra.

2. La obligatoriedad del servicio público eléctrico

Es importante previamente destacar este principio de la obligatoriedad, ya que está referido al servicio íntegro, o sea, a realizar la explota-

ción del servicio eléctrico de distribución a favor de unos usuarios finales; esto es, distribuir la energía eléctrica: la prestación del servicio de distribución. En seguida, cabe distinguir esta amplitud con el “suministro» de energía eléctrica, que consiste en el hecho físico de dar o entregar energía eléctrica. Esta distinción entre «distribución” y “suministro” no sólo es importante a efectos de los cobros del servicio, sino, para los efectos de los principios que aquí estamos estudiando, para distinguir la aplicación de dos de ellos: la obligatoriedad está referida a la “distribución”, de manera amplia; y la “regularidad” está referida, de manera más restringida, ya lo veremos, al “suministro”. En todo caso, cabe señalar que, por su carácter amplio, el principio de la obligatoriedad, como es obvio, también incluye al suministro (la calidad de producto).

Es la exigencia de la obligatoriedad de la prestación del servicio un principio esencial del servicio público —a tal punto que es posible afirmar que sin este principio el servicio público “carecería de sentido”—, cuya falta siempre se ha considerado gravísima, pudiendo justificar la caducidad o extinción del derecho a llevar adelante la actividad de servicio público.

Esta obligatoriedad está recogida como exigencia y como principio central del servicio público eléctrico en la legislación vigente y, como veremos, es quizás el principio en virtud del cual se han justificado toda una serie de privilegios y derechos del concesionario eléctrico (como por ejemplo los privilegios de uso gratuito de suelo público; las servidumbres; la exclusividad de su zona de concesión, originando un monopolio natural, con excepciones muy restringidas: superposición de concesiones).

Es posible decir que en virtud de este principio el concesionario queda cautivo de los usuarios de su sector; y, como contrapartida, tales usuarios quedan igualmente cautivos. Este principio justifica tal cautividad, y son muy excepcionales las posibilidades en que el concesionario puede dejar de prestar el servicio (no pago, por ejemplo) e igualmente son muy excepcionales las posibilidades en que los usuarios finales de la zona de concesión pueden dejar de contratar el servicio con el concesionario (calidades especiales que no ha podido ofrecer el concesionario, por ejemplo, y que pueden ser contratadas a precios libres a no concesionarios).

3. La regularidad del servicio público eléctrico

El principio de la regularidad del servicio público eléctrico no está enunciado con esta terminología (“regularidad”) en la LGSE, ni en el reglamento. Fue la Ley N° 19.613/1999 la que, al modificar la LSEC, incorporó esta terminología en sus arts. 3A inc. 4° y 15 incs. 3° N° 4 y 4° N° 3, los que en los tres casos se refieren a la “regularidad” como principio esencial del servicio público eléctrico, de manera paralela a los principios de la “continuidad, calidad y seguridad”. Entonces, cabe interpretar el contexto

de la legislación y reglamentación eléctrica para establecer el marco regulatorio de la “regularidad”. Es importante que la ley haya restablecido este concepto de la regularidad, pues junto con el principio de la continuidad ha sido considerado uno de los principios clásicos y esenciales del servicio público. Aunque algunos autores derivan la regularidad del principio de la continuidad.

La regularidad implica que el suministro debe cumplir ciertos estándares o parámetros físicos; o, como se señala en doctrina, debe “ajustarse a determinadas reglas, usos o condiciones preestablecidos”; “a las reglas que surgen del reglamento que rige el servicio”; “que funciona acompasadamente, conservando un ritmo”.

4. La continuidad del servicio público eléctrico

Impone el funcionamiento ininterrumpido de la actividad respectiva; esto es, la prestación del suministro eléctrico sin ninguna interrupción; sin apagones o *black out*, como se señala en la práctica; sin cortes de energía, salvo las interrupciones aceptadas y previstas en la regulación por motivos de seguridad o instalación, las cuales deben ser también previstas y acotadas.

5. El principio de la confiabilidad de los sistemas eléctricos

a) Aspectos generales

El orden jurídico establece como finalidad de toda la regulación eléctrica la “confiabilidad” de los sistemas eléctricos, la que es una “cualidad de un sistema eléctrico, determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio” (art. 225 letra r) LGSE). En seguida, la ley define cada uno de estos tres conceptos:

i) *Suficiencia de un sistema eléctrico*. Es el “atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda” (art. 225 letra s) LGSE).

ii) *Seguridad de servicio de un sistema eléctrico*. Es la “capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios” (art. 225 letra t) LGSE).

iii) *Calidad de servicio de un sistema eléctrico*. Cuya definición legal transcribimos antes.

De los propios términos de las definiciones transcritas aparece que las exigencias de suficiencia y seguridad de servicio están dirigidas más bien al conjunto de las instalaciones de un sistema eléctrico, esto es, al formado por la interconexión de subsistemas de generación, transporte y distribución. Para lograr la suficiencia y seguridad de servicio la ley establece mecanismos específicos. En efecto:

- 1° La “suficiencia” se intenta lograr tipificando como servicio público, y con todo lo que ello implica, a los sistemas troncales, de tal manera que haya instalaciones “suficientes” para abastecer “la totalidad de la demanda” (art. 74 inc. 1° LGSE), cuya operación deberá coordinarse por un CDEC (art. 77 inc 3° LGSE).
- 2° La “seguridad de servicio” se intenta lograr mediante la regulación de los sistemas interconectados, coordinados por cada CDEC, organismo éste que tiene precisamente como finalidad específica, la “seguridad del servicio” (art. 118 inc. 1° LGSE).

En estos dos casos de la suficiencia y de la seguridad del servicio es evidente que la regulación se refiere al funcionamiento “confiable” del sistema interconectado en su conjunto; por lo que se derivan consecuencias específicas y globales a su respecto. En otras palabras, la labor de los CDEC está dirigida a preservar estos dos principios de la suficiencia y de la seguridad de servicio del sistema en su conjunto.

Distinta es la situación de la “calidad de servicio” (analizado *supra*), concepto este que si bien forma parte del más global de la “confiabilidad” del sistema eléctrico, cabe distinguirlo de los conceptos de “suficiencia” y “seguridad del servicio”, en cuanto estos últimos se refieren a los sistemas interconectados, y son finalidades y exigencias relativas a tales sistemas. En el caso de la “calidad de servicio”, se trata más bien, como ya se dijo, de exigencias dirigidas a la prestación individual de cada empresa, de cada concesionario, en la prestación individual que ella misma realiza.

Esta distinción, además, tiene indudables consecuencias en la responsabilidad de cada empresa o prestador. Cada empresa, o concesionario, de acuerdo a la coherencia de la ley, responderá por el cumplimiento de la “calidad de servicio”, a través de todas sus componentes, y en ningún caso les son exigibles las otras finalidades de la regulación, como la suficiencia o seguridad de servicio, que se han de lograr a través del mecanismo de coordinación señalado.

En suma, la regulación intenta que el sistema eléctrico en su conjunto sea “confiable”, y ello origina las siguientes exigencias y responsabilidades:

- 1° La suficiencia, es un tema vinculado con la interconexión y coordinación de instalaciones y con la tipificación como servicio público a la distribución y el transporte de energía eléctrica. Su cumplimiento individual es algo etéreo y depende de los estímulos económicos para la construcción, puesta en marcha e interconexión de instalaciones “suficientes”. No es posible visualizar cómo sería posible exigir o sancionar a los prestadores eléctricos por no tener instalaciones “suficientes” para abastecer, por ejemplo, el crecimiento de la demanda.

- 2° La seguridad de servicio, es un tema de capacidad de respuesta de tales instalaciones a las contingencias, de acuerdo a su coordinación. Tales exigencias están claramente dirigidas a cada organismo coordinador y sólo a él cabe sancionar en caso de incumplimiento.
- 3° La calidad de servicio, es un tema que compete directa e individualmente a cada prestador de servicios a clientes o usuarios finales; y cabe exigir su cumplimiento a cada prestador, por sus propios incumplimientos. Y el hecho de interconectarse a los sistemas no origina un cambio de sus objetivos, ni exigencias, ni de sus responsabilidades, como por ejemplo asumir las que le corresponden al organismo coordinador.

Por lo visto, entonces, esta conceptualización permite deslindar tareas y responsabilidades en las actividades de prestación y coordinación eléctrica.

b) La operación interconectada y el principio de la seguridad de servicio.

El análisis de los principios generales del derecho contenidos en la regulación eléctrica permite no sólo ofrecer una sistematización de las materias, sino que una mejor interpretación de los mandatos legales relativos al papel que a cada empresa propietaria de instalaciones interconectadas y a la entidad coordinadora del sector les cabe en la prestación del servicio en especial para cumplir los objetivos de seguridad y calidad del servicio, en su caso, sin infringir los estándares mínimos exigidos; esto es, la “confiabilidad prefijada” (en la expresión de la norma técnica, artículo 1-7 N°11; relacionado con art. 225 letra b) LGSE). Entonces, cabe distinguir:

i) La prestación de cada agente, separadamente considerado, queda bajo el esquema general de la calidad del servicio. En efecto, se explica la prestación de los servicios eléctricos de cada agente a través de los principios de la continuidad, obligatoriedad y regularidad (*vid.*, por ejemplo, cómo a estas fórmulas se recurre habitualmente en las propias leyes: art. 15 inc. 3° N° 4 LSEC), de los que se derivan la exigencia global de calidad del servicio y, a su vez, de la calidad del producto (regularidad), del suministro (continuidad) y de servicio comercial.

ii) Pero es distinta la realidad en el caso de la operación simultánea de un sistema eléctrico, en que intervienen muchos prestadores cuyas instalaciones están interconectadas y coordinadas por un CDEC, que queda bajo el esquema del principio de la seguridad del servicio; concepto éste que es a la vez principio y objetivo de la regulación eléctrica, del que se deriva la operación interconectada como medio a través del cual se cumple aquél principio y objetivo.

Hemos explicado hasta aquí los principios generales del derecho que podrían explicar la prestación del servicio eléctrico que presta cada em-

presa o concesionaria individualmente considerada (es el caso de la obligatoriedad, continuidad y regularidad del servicio).

No obstante, cabe considerar ahora la operación en sincronismo, interconectada y coordinada que es una realidad distinta que impone la naturaleza de la potencia y de la energía eléctricas. La realidad de la interconexión, a raíz de que distintas empresas operan en sincronismo, implica que su operación debe ser llevada adelante de un modo confiable, lo que ha originado exigencias nuevas por el ordenamiento jurídico (la “seguridad del servicio”: art. 137 inc. 2 N° 1 LGSE), y la creación de un órgano, distinto a cada empresa, que tiene por misión tal finalidad y exigencia, el que está llamado a “coordinar” la operación de los sistemas eléctricos.

Así, ha surgido separado de los principios generales del derecho que explican el servicio eléctrico que presta separadamente cada empresa o concesionario (estudiados *infra*), un principio distinto, que rige y explica todos aquellos casos en que instalaciones eléctricas operan interconectadas o en sincronismo (art. 137 incs. 1° y final LGSE), y que ha sido recogido además como fuente de regulaciones importantes para el sistema (véase, en especial, la figura infraccional de la alteración de la “seguridad del servicio” del art.138 inc 1° LGSEC), que podemos llamar “principio de preservación de la seguridad del servicio en los sistemas eléctricos” o, más abreviadamente, “principio de la seguridad de servicio”. Y, el instrumento esencial para su pleno cumplimiento es la necesaria coordinación de la operación de las instalaciones interconectadas (art. 137 LGSE).

Según se verá es al CDEC (al ente, y no a cada empresa interconectada) a la que le exige la ley preservar la “seguridad del servicio” al realizar las funciones de coordinación.

De lo que surge que los principios de la continuidad y regularidad del servicio, de los que se derivan exigencias individuales a cada empresa o concesionaria, si bien se conectan no deben ser confundidos con el “principio de la seguridad de servicio”, del que surge la función de coordinación de cada CDEC que tiene como fin “preservar la seguridad del servicio” (art.138 inc 2° LGSE) según “una confiabilidad prefijada” (art. 225 letra b) inc. 1° *in fine* LGSE).

El desarrollo de este último principio general del derecho eléctrico es lo que desarrollamos a continuación.

c) Del órgano que efectúa la operación coordinada de las instalaciones interconectadas. Papel del CDEC en la coordinación.

Al CDEC le corresponde como función primordial, esencial, central, y prioritaria a cualquier otra, coordinar la operación de las centrales generadoras y sistemas de transporte interconectadas, mediante el cumplimiento de los tres fines señalados en el art. 137 LGSE, desarrollados a través de las “funciones básicas” indicadas en el art. 172 RLGSE.

Para dicha coordinación el Directorio debe aprobar un “Reglamento Interno” (que debe ser aprobado, por resolución, de la Comisión Nacional de Energía, en cumplimiento de los arts. 171 inc. 3º y 176 d) RLGSE), y tomar los acuerdos que correspondan, para los cuales se apoya en dos entes técnicos: Dirección de Operación y Dirección de Peajes, cuyas funciones fija el Reglamento.

En suma:

- 1º La operación coordinada de las instalaciones eléctricas de generación y transporte que estén físicamente interconectadas o que operen en sincronismo con un sistema eléctrico, constituye el instrumento que se ha articulado para cumplir un principio general del derecho eléctrico, recogido en la legislación y que debe guiar toda interpretación de la normativa, como es la “seguridad del servicio”.
- 2º Para la operación coordinada de un sistema eléctrico interconectado, la ley crea por su sólo ministerio un organismo de coordinación de la operación o centro de despacho económico de carga (CDEC), cuyas instrucciones de coordinación son obligatorias respecto de todas las instalaciones que se encuentren interconectadas o que operen en sincronismo en un sistema eléctrico, y
- 3º Los fines primordiales del organismo coordinador son tres: *a)* preservar la seguridad del servicio; *b)* garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones; y, *c)* garantizar el derecho de servidumbre sobre las instalaciones de transmisión, fines que deben guiar toda su actividad.

III. TARIFAS

Contiene la ley diferentes mecanismos para ajustar el precio de mercado que naturalmente se produciría a raíz de las distintas prestaciones en un sistema eléctrico, principalmente otorgándole a la autoridad administrativa la potestad de fijar precios máximos (como en general es el caso de los precios al nivel de generación-transporte y de distribución) o costos, o remuneraciones de los que se derivan peajes (como en general es el caso de los pagos al nivel de transporte). La técnica administrativa que es utilizada en todos estos casos es la de la tasación, o fijación de una tasa (llamada también de tarifación, o fijación de tarifa) que regirá las relaciones *inter privatos*. En todos estos casos necesariamente existirá un procedimiento administrativo a través del cual se emite un acto terminal que estructura el *quomodo* de la relación que puede surgir entre particulares en los sistemas eléctricos, en concreto los valores máximos a cobrar por las prestaciones respectivas.

Igualmente, existen precios que se fijan libre y espontáneamente por los particulares.

Se ofrece aquí un esquema básico de precios y tarifas de las distintas prestaciones que se ofrecen y reciben en los sistemas eléctricos,¹ pues el análisis de su teoría es propia de un libro de derecho administrativo general.

A. Precios regulados y precios libres

La legislación vigente distingue dos tipos de usuarios finales, dependiendo de la potencia o de la capacidad conectada que estos tengan, de lo que se deriva que en el mercado eléctrico existan precios regulados y precios libres (o espontáneos); y respectivamente clientes llamados regulados y libres.

i) Clientes regulados. Son usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts, cuyas tarifas eléctricas son el resultado de la aplicación de las fórmulas tarifarias, que son fijadas cada cuatro años, por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción sobre la base de los costos de distribución y de los precios de nudo, dando por resultado el precio a cliente regulado.

ii) Clientes libres. Son aquellos consumidores finales cuya potencia conectada es superior a 2.000, respecto de los cuales el legislador, considerando su tamaño, ha presumido que disponen de un poder de negociación suficiente para contratar con generadoras y distribuidoras. En consecuencia, la legislación eléctrica ha permitido que se les oferte y que ellos contraten energía eléctrica a precios libres.

Ofrecemos un esquema de los precios regulados y libres.

1. Precios regulados

Las siguientes transferencias de energía eléctrica están sujetas a precios regulados:

i) entre generadoras por las transferencias al interior de cada CDEC, las cuales no derivan de estipulaciones contractuales entre ellas, toda vez que existe un balance físico de energía eléctrica ofertada y demandada (se denomina a este precio “costo marginal instantáneo”); entre generadoras y distribuidoras por el monto que éstas revenden a clientes regulados (precio de nudo), y

¹ Un análisis económico de estos precios, véase en: HAINDL RONDANELLI, Erik, “Análisis de la regulación y tarificación del sector eléctrico en Chile”, en: MORANDÉ, Felipe (editor), *La industria eléctrica en Chile. Aspectos económicos*, (Santiago, Ilades, 1996), pp. 121-142. Desde el punto de vista jurídico, *vid.*, el amplio análisis de la técnica de la tarifa, y un esquema sobre el tema en materia eléctrica en: AGÜERO VARGAS, Francisco, *Tarifas de empresas de utilidad pública. Telecomunicaciones, agua potable, electricidad y gas*, (Santiago, LexisNexis, 2003), especialmente pp. 414-440; y en especial, EVANS, *Derecho eléctrico* (2003) pp. 221-246.

ii) entre distribuidoras y clientes regulados (precio cliente regulado, compuesto por el precio de nudo más el valor agregado por concepto de distribución (arts. 155 N° 2 y 181 LGSE).

2. Precios libres

Son los de suministros a grandes clientes, es decir, aquellos cuya potencia instalada de consumo es superior a 2.000 kilowatts. Para estos usuarios los precios de la electricidad y las demás condiciones de suministro son libremente convenidos con las empresas eléctricas, en la práctica con las generadoras, en alta tensión.

Por lo general, el precio libre no difiere básicamente del resultado de adicionar al precio de nudo los costos de transmisión desde la subestación transformadora al punto de consumo respectivo.

3. Fijación de precio a clientes regulados

Los precios regulados se fijan considerando los siguientes costos: i) del nivel de generación-transporte de energía; ii) del uso de instalaciones de transporte y, iii) del nivel de distribución a usuarios finales.

La regulación en el nivel generación-transporte se hace por medio de los “precios de nudo”, la del nivel de transporte mediante los “costos de transmisión”, y la del nivel de distribución se hace mediante los “valores agregados de distribución”.

B. Precios a nivel generación-transporte

A este nivel existen dos precios.

1. Costo marginal instantáneo

Se paga entre generadoras por las transferencias al interior de cada CDEC, las cuales no derivan de estipulaciones contractuales entre ellas, toda vez que existe un balance físico de energía eléctrica ofertada y demandada.

El precio “costo marginal instantáneo” refleja los costos de operación de corto plazo de las unidades generadoras, el que resulta variable en función de las condiciones efectivas de operación del sistema. En efecto, este precio corresponde al costo de producir la última unidad susceptible de ser vendida (art. 225 letra f) LGSE). A su turno, como se dirá *supra*, el precio de nudo corresponde a un promedio ponderado de los costos marginales futuros, en un lapso de 48 meses, y resulta más estable en el tiempo que el recién señalado. Ello puede contribuir a que un generador prefiera vender energía al interior del CDEC en los casos en que el costo marginal es mayor que el precio de nudo y a clientes distribuidores cuando el señalado costo marginal es menor que el precio de nudo. El precio que se de-

nomina costo marginal instantáneo es decidido en forma independiente, autónoma y unánime por los integrantes del CDEC (artículo 149 LGSE).

2. Precio de nudo

Precio a pagar entre generadoras y distribuidoras por el monto que éstas revenden a clientes regulados.

Es determinado semestralmente por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, mediante decretos que establecen los precios máximos para la energía eléctrica (art. 160 LGSE). El precio de nudo no sólo comprende el precio de venta de energía eléctrica por parte de las generadoras, sino que además incluye el precio a ser pagado por la transmisión o transporte de la misma hasta los puntos de transformación del Sistema Interconectado respectivo. Así las empresas distribuidoras compran a precio de nudo implicando con ello la energía eléctrica transportada hasta sus instalaciones y la forma de calcularlo se expresa detalladamente en el art. 162 LGSE.

C. Precios por el uso del sistema de transmisión

Existe una regulación especial relativa a los sistemas de transporte o transmisión de electricidad, los cuales están sujetos a un régimen de acceso abierto, por lo que la ley establece un procedimiento de fijación tarifaria y reglas relativas a la obligación de pago de las empresas usuarias del sistema de transmisión.

1. Fijación tarifaria

a) *Costos de transmisión.* Toda empresa eléctrica “que inyecte energía y potencia al sistema eléctrico con plantas de generación propias o contratadas”, así como toda empresa eléctrica “que efectúe retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales”, se entiende por la ley que “hace uso de aquellas instalaciones”, por lo que “deberá pagar los respectivos costos de transmisión” (art. 78 LGSE). Estos costos de transmisión constituyen la “remuneración” de la empresa propietaria de las instalaciones sujetas al régimen de acceso abierto, y serán liquidados por la Dirección de Peajes del respectivo CDEC (art. 80 LGSE).

i) *Pagos por acceso abierto a cada tramo de un sistema de transmisión troncal.* El valor anual de la transmisión se fijará por tramos de cada sistema de transmisión troncal, cada cuatro años (art. 83 LGSE). El proceso de fijación de estas tarifas está establecido en los arts. 81 y ss. LGSE, de modo permanente, y por los artículos transitorios de la Ley N° 19.940/2004.

ii) *Pagos por acceso abierto a cada sistema de subtransmisión.* El valor anual a tarifas se fijará por tramos de acuerdo al procedimiento establecido en los arts. 108 y sgtes. LGSE.

iii) *Pagos por acceso a sistemas adicionales.* La ley ofrece una regulación básica (art. 113 LGSE), que deberá desarrollar el RLGSE.

b) *Peajes por uso de instalaciones de distribución.* La ley, igualmente, ofrece una regulación básica (art. 115 LGSE), que deberá ser desarrollado por el RLGSE.

2. Repercusión del pago por los sistemas de transporte en los usuarios

Establece la ley una serie de reglas relativas a la repercusión en los usuarios finales de los pagos que realizan las empresas usuarias de los sistemas de transporte (art. 102 LGSE).

Esto implica que podrán ser considerados, según veremos *infra*, en la tarifa final que a clientes regulados cobran las empresas distribuidoras.

D. Precios a nivel de distribución

En el proceso de fijación de precios o tarifas de los suministros de energía eléctrica intervienen, básicamente, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, la CNE, la SEC y, finalmente, las mismas empresas. De manera excepcional (según veremos, cuando surgen desacuerdos entre la SEC y las concesionarias) puede intervenir el panel de expertos, para el caso específico a que se refieren los arts. 193 y 195 LGSE, esto es, la determinación del VNR y de los costos de explotación (*vid.* art. 208 N°s. 8 y 9 LGSE).

El contexto dentro del cual se sitúa el accionar de todos los entes señalados (Ministerio, CNE, SEC, concesionarias y, en su caso, panel de expertos) es la legislación vigente en que se consagran los principios y preceptos relativos al proceso de fijación tarifaria. Los arts. 90 a 207 LGSE tienen por objeto regular el proceso de fijación de tarifas para las empresas concesionarias del servicio público de distribución eléctrica; esto es, los precios tanto a nivel generación-transporte como de distribución a usuarios regulados.

1. Aspectos generales

Como se adelantó los precios que se pagan a nivel de distribución (tarifas de distribución) se determinan sobre la base de la suma de los siguientes costos (*vid.* art. 155 N° 2 LGSE):

- a) *precio de nudo*, del nivel de generación-transporte de energía,
- b) *cargo único*, por concepto del uso de instalaciones de transporte y,
- c) *valor agregado por concepto de costos de distribución*, del nivel de distribución a usuarios finales.

Al respecto, señala el art. 181 LGSE: “La estructura de precios a nivel de distribución considerará los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra A) del artículo 102, y el valor agregado por concepto de costos de distribución, adicionándolos a través de fórmulas que representen una combinación de dichos valores, de tal modo que el precio resultante de suministro corresponda al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos a nivel producción-transporte y distribución empleados”.

La LGSE regula el procedimiento que debe seguirse para el cálculo de las tarifas de distribución, el que se efectúa cada cuatro años. Es conducido por la CNE e intervienen activamente las empresas distribuidoras y entidades consultoras especializadas que emiten informes tanto para la CNE como para las empresas.

La ley prevé que antes de la fijación definitiva de las fórmulas tarifarias se haga una simulación de los resultados que obtendrán las empresas con su aplicación. Si el conjunto de todas las distribuidoras obtiene una tasa de rentabilidad económica de entre el 6 y 14% se aprueban las fórmulas tarifarias fijadas provisionalmente y, en caso contrario, ellas deben corregirse hasta que alcancen el límite más próximo de la banda señalada.

El procedimiento de fijación de tarifas a clientes regulados excluye la consideración de los clientes o usuarios que no reúnen las calidades de tal. En efecto, el art. 149 LGSE establece que “los suministros de energía eléctrica no indicados en el artículo 90 (suministros sujetos a regulación de precios) no estarán afectos a ninguna de las regulaciones que se establecen en este Título (IV sobre tarifas)”; es decir, los suministros a clientes libres quedan excluidos del procedimiento de fijación de tarifas que establece la ley.

2. Valores agregados de distribución

Los valores agregados por concepto de distribución corresponden a los tres componentes del costo de distribución (art. 182 LGSE), tales son: i) Los costos fijos de administración, facturación y atención de clientes; ii) Los costos de pérdidas asociados a la distribución de energía; y iii) Los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación de las instalaciones de distribución. Los costos anuales se calculan considerando el VNR.

Tales valores agregados se calculan para empresas modelo, óptimamente dimensionadas, con gestión eficiente, operando en áreas típicas establecidas según la densidad de la zona de distribución. La definición de área típica es relevante durante el proceso de fijación tarifaria pues la consideración de sus componentes determina los precios que se aplicarán

por las empresas para cada una de ellas. Por ello, es necesario tener siempre presente la definición de área típica de distribución que establece el art. 225 letra m) LGSE: “áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución para cada una de ellas son parecidos entre sí”.

3. Determinación del monto del VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) de las instalaciones de distribución eléctrica

El artículo 118 DFL 1/1982, en lo pertinente, señala:

El VNR se recalculará cada cuatro años (...). Para tal efecto el concesionario comunicará a la Superintendencia (...) el VNR correspondiente a las instalaciones de distribución de su concesión, acompañado de un informe auditado. La Superintendencia fijará el VNR, para lo cual podrá aceptar o modificar el valor comunicado por la empresa (...). De no existir acuerdo entre el concesionario y la Superintendencia, el VNR será determinado por el panel de expertos.

El precepto transcrito se ubica en el capítulo II del título IV (“De las tarifas”) LGSE; título que abarca desde los artículos 147 al 207 y establece un complejo y reglado sistema administrativo que tiene por objetivo final la fijación de los componentes de las tarifas eléctricas.²

a) *Aspectos generales de la fijación del VNR.* Dentro del sistema de fijación de precios regulados a nivel de distribución, el artículo 195 tiene fundamental importancia para las empresas concesionarias eléctricas puesto que, cada cuatro años, en el año anterior al que corresponda efectuar una fijación de tarifas o precios, las empresas tienen el derecho de que se les recalcule, para los fines tarifarios, el Valor Nuevo de Reemplazo o VNR, de las instalaciones de distribución eléctrica (cuyo concepto define el art. 193 LGSE y el art. 312 RLGSE).

En síntesis, el sistema opera del siguiente modo: los servicios de distribución eléctrica están sujetos a fijación de precios o tarifas y la ley determina que esta fijación tarifaria se debe realizar a través de fórmulas que combinan diversos componentes; regulaciones legales éstas que, según se dijo, son obligatorias para los concesionarios, la SEC y, en su caso, para el panel de expertos.

Básicamente, el precio resultante del suministro debe corresponder al costo de utilización por parte del usuario de los recursos empleados, co-

² Véase, sobre el tema: EVANS DE LA CUADRA, Enrique, “Análisis del sistema tarifario de la distribución de energía eléctrica. La fijación del Valor Nuevo de reemplazo (VNR)”, en: *RChD*, vol. 21 N° 3 (1994) pp. 447-461, trabajo que en los aspectos que señalo, sigo de cerca.

rrespondientes a la producción-transporte, por una parte, y a la distribución, por otra (artículo 181 LGSE).

Además, según el sistema tarifario ideado por la ley, el costo de distribución debe basarse en empresas modelo, y debe considerar diversos componentes, entre ellos (en lo que ahora nos interesa), “los costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada” (artículo 182 N° 3 LGSE). Agrega la ley que: “Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante VNR, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización, igual al 10% anual”.

De lo transcrito queda establecido que la fijación del VNR tiene una ineludible finalidad tarifaria, dado que es uno de los componentes claves en el proceso, en el caso de los usuarios de precio regulado, y la propia ley es imperativa al respecto: establece la necesidad ineludible de considerar al VNR para arribar a los costos de suministro (señala el art. 182 LGSE: “El valor agregado por concepto de costos de distribución (...) considerará (...”).

b) Fijación y recálculo del VNR

El VNR está definido en el art. 193 inc. 5° LGSE, del siguiente modo:

Se entiende por Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución de una empresa concesionaria, el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución, en las respectivas concesiones, incluyendo los intereses intercalarios, los derechos, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles y el capital de explotación. Entre los derechos no se podrán incluir los que haya concedido el Estado a título gratuito ni los pagos realizados en el caso de concesiones obtenidas mediante licitación.

Define la ley también los alcances de dichos derechos, bienes intangibles, capital de explotación, e inversiones en bienes físicos. Como señala la ley, la primera fijación del VNR de las instalaciones de distribución de una empresa concesionaria la efectuará la SEC “sobre la base de [los siguientes] antecedentes” (art. 194 inciso 1° *in fine* LGSE):

- i) un inventario completo de todas las instalaciones,
- ii) una memoria descriptiva de los trabajos y,
- iii) el detalle de los gastos de primer establecimiento, agregando la ley un largo detalle de gastos.

Ahora, cuando se trata del cálculo del VNR (en el año anterior al cual corresponda efectuar una fijación de fórmulas tarifarias: art. 195 inc. 1 LGSE), estos antecedentes servirán de base, dado que ellos constituyen lo

que la ley entiende por tal; y estos criterios tendrán que ser considerados, en su caso: el concesionario, al enviar su proposición antes del 30 de junio del año señalado (art. 195 inc. 2º LGSE); la Superintendencia al aceptar o no el valor comunicado por la empresa (inciso 3º); y, en fin, el panel de expertos, cuando debe resolver el conflicto suscitado entre la Superintendencia y la empresa concesionaria (*ídem.*).

242 BCA.

TERCERA PARTE
POLÍTICA ENERGÉTICA POR REGIÓN

244 BCA.

**REPLANTEAMIENTO DE LAS POLÍTICAS REGULATORIAS
EN INFRAESTRUCTURAS DE RED EN AMÉRICA LATINA:
EL CASO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA**



Francisco Zorrilla Mateos

[México]

Maestro en Regulación y Competencia Económica por la Universidad de Bonn, Alemania. Profesor de tiempo parcial del ITAM.

Resumen

El capítulo describe y explica las diferencias en las motivaciones, formas y efectos que tuvieron las reformas desreguladoras, privatizadoras y liberalizadoras para el sector eléctrico, en países industrializados y en países en desarrollo. En especial se analiza la experiencia en América Latina con los casos de Chile, Argentina, Brasil y Colombia. A partir de estos casos, se proponen una serie de condiciones o características que parecen estar presentes en la generalidad de los países en desarrollo y que influyen en el desempeño de las infraestructuras de red, como en el caso de la industria eléctrica. Con base en lo anterior, el documento plantea la necesidad de desarrollar literatura *ad hoc* para países en desarrollo, especialmente para el sector eléctrico latinoamericano, que trate, discuta y plantee soluciones a problemas propios de la región. Una mala infraestructura tiene altos costos e importantes repercusiones para los gobiernos y las sociedades de cualquier país. El débil rendimiento de la infraestructura en países en desarrollo ha implicado serias fugas de recursos, un freno para el crecimiento y un obstáculo para la reducción de la pobreza.

Abstract

This chapter analyzes and describes the differences in motivations, forms and effects that were present in the privatizing, liberalizing and deregulating reforms in the electric sector, both in developed and developing countries. In particular, the Latin American experience is analyzed in the specific cases of Chile, Argentina, Brazil and Colombia. From these cases, a series of characteristics are noted that seem to be present in most developing countries and which have an influence in the performance of the electric sector. Based on the above, this chapter proposes the need to develop *ad hoc* analytic literature for developing countries, specially for the Latin American electric sector, which discusses and offers solutions to the specific problems of the region. An inappropriate infrastructure has high costs and important consequences for the governments and societies of any country. The weak performance of the infrastructure in developing countries has caused a drainage of resources, an obstacle for growth as well as for poverty reduction.

Introducción

Nothing is more terrible than activity without insight

THOMAS CARLYLE

A finales de 1970 Eduardo Galeano, escritor uruguayo, documentó y denunció los terribles efectos de las políticas estandarizadas y aplicadas mecánicamente según receta previa por algunos organismos internacionales en América Latina; así como los intereses económicos detrás de aquellas instituciones. Unos años más tarde sus libros fueron prohibidos en Uruguay, Chile y Argentina por ser un instrumento de corrupción para la juventud y el autor permaneció exiliado de su país durante varios años.¹ Más de treinta años después, Joseph Stiglitz, economista norteamericano, premio nobel de Economía y ex-vicepresidente del Banco Mundial repetiría lo dicho décadas atrás por Galeano, y añadiría que las prematuras liberalizaciones “recetadas” a países en desarrollo por el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial, en muchos de los casos habían ocasionado más problemas que beneficios.²

Entre aquellas liberalizaciones prematuras que refiere Stiglitz están los casos de las industrias eléctricas en América Latina. A casi tres décadas de distancia se pueden aprender varias lecciones importantes y reflexionar con detenimiento sobre los efectos de las reformas para el sector eléctrico latinoamericano.

Las primeras privatizaciones, reformas desregulatorias y movimientos de liberalización económica se dieron a principios de los años ochenta en el Reino Unido y en los Estados Unidos para posteriormente extenderse a Europa, América Latina y otras partes del mundo.³ Desde entonces, un

¹ GALEANO, Eduardo, *Las venas abiertas de América Latina*, Siglo Veintiuno Editores, México, 2007.

² STIGLITZ, Joseph, *El malestar en la globalización*, Taurus, México, 2008.

³ Vale la pena mencionar el caso excepcional de Chile, al ser uno de los primeros países en el mundo en introducir este tipo de reformas en su sistema legal, incluso antes que Inglaterra y los Estados Unidos. Sin embargo, algunos autores refieren que las reformas implementadas no crearon en un principio verdaderos mercados de venta al mayoreo y que el gobierno chileno mantuvo la propiedad o al menos el control de sus antiguas empresas esta-

número importante de países han liberalizado sus sectores de infraestructura de red tales como las telecomunicaciones, electricidad, gas, servicios aéreos y postales, ferrocarriles, agua entre otros más. Durante este proceso, el marco teórico base sobre el cual se han apoyado la mayoría de los procesos liberalizadores en diferentes países ha sido aquel diseñado a partir de las experiencias en países industrializados, especialmente en Gales y Gran Bretaña.

Después de 28 años de políticas liberalizadoras en los sectores de infraestructuras de red en todo el mundo, la experiencia ha dejado claro que a pesar de que la mayoría de los países que participaron de estas políticas liberalizadoras se basaron en un esquema teórico similar; las motivaciones para reformar fueron distintas, así como sus circunstancias pero sobre todo sus efectos.

La liberalización de los sectores de infraestructura en países en desarrollo fue motivada principalmente por razones financieras; se dieron en tiempos relámpago, en comparación con aquellas en países industrializados y buscaron sanar las finanzas estatales; así como destinar recursos a otras necesidades importantes, tales como el desarrollo económico y el combate a la pobreza. En contraste, las liberalizaciones efectuadas en países industrializados ocurrieron paulatinamente o por etapas; se originaron a partir de un consumo constante y de una creciente necesidad de interconexión a un menor costo; y fueron producto de las economías de escala en varios sectores.

De acuerdo con Jean-Jacques Laffont, los tecnócratas en países en desarrollo se basaron en la experiencia acumulada en países industrializados y en un marco intelectual o teórico diseñado para éstos. En este sentido, no resulta sorprendente que se hayan repetido esencialmente los preceptos o recetas diseñadas para el mundo industrializado, sin reparar en las características especiales de las economías en desarrollo y transición. Incluso refiere Laffont que algunos economistas del Banco Mundial, conscientes del riesgo que representaban este tipo de políticas en países en desarrollo, acumularon información y experiencias valiosas de las reformas implementadas, comúnmente documentadas en reportes internos de carácter confidencial, y que ahora son cada vez más accesibles en publicaciones académicas.⁴

En este aspecto, probablemente la mayor carencia para los países en desarrollo y economías en transición sea la falta de un marco teórico *ad hoc* y la ausencia de un análisis integral de las propias experiencias acu-

tales. *Cfr.*, JOSKOW, Paul, "Lessons learned form electricity market liberalization", December 8, 2007 en <http://econ-www.mit.edu/faculty/pjoskow/>.

⁴ LAFFONT, Jean Jacques, *Regulation and Development*, Federico Caffé Lectures, University Press, Cambridge 2005.

muladas en los procesos liberalizadores. En los últimos 20 años, Latinoamérica ha sido el mayor receptor de políticas liberalizadoras en infraestructuras de red en todo el mundo. Ello coloca a esta parte del continente americano como un campo fértil para la investigación académica, que busque construir o robustecer un marco teórico propio y que además logre documentar, medir y analizar las experiencias obtenidas.

Tan solo en el sector eléctrico, entre 1990 y 1999, setenta y seis países en desarrollo impulsaron políticas públicas para involucrar al sector privado en inversiones estimadas en casi 187 billones de dólares. En este “boom” la región de Latinoamérica ha recibido por la liberalización de sus infraestructuras de red un estimado de casi 236.5 billones de dólares entre 1990 y 1998.⁵

El propósito que anima este documento es el mostrar la imperiosa necesidad por desarrollar un marco teórico y práctico *ad hoc* en materia eléctrica acorde a las características y necesidades de los países en desarrollo y economías en transición.

A fin de presentar al lector un panorama claro de las reformas en los sectores de infraestructura de red en países industrializados; el primer apartado de este documento trata brevemente, las experiencias desreguladoras y liberalizadoras en los Estados Unidos y en Europa. Por otra parte, el segundo apartado se enfoca en aquellas experiencias obtenidas en el sector eléctrico en Latinoamérica, en particular para el caso de Chile, Argentina, Brasil y Colombia.

En la tercera parte del documento se describen las características y condiciones distintivas en las infraestructuras de red, que generalmente están presentes en países en desarrollo. En esta sección se trata el costo marginal de fondos públicos y su relación con la informalidad; la importancia del Estado de derecho y el marco regulatorio en las infraestructuras de red; el rol que juega la corrupción y la política en las reformas; la problemática de los servicios universales y los subsidios para el sector eléctrico y finalmente el pobre nivel de discusión en el sector de infraestructuras de red para países en desarrollo y economías en transición.

Los comentarios finales plantean algunas reflexiones sobre el tema y reiteran la necesidad de desarrollar una literatura propia para las infraestructuras de red en América Latina y especialmente para el sector eléctrico.

⁵ ESTACHE, A., GÓMEZ-LOBO, A., LEIPZIGER, D., 2000, “Utilities privatisation and the needs of the poor in Latin America” – Have we learned enough to get it right? Infrastructure for Development: Private Solutions and the Poor, 31st May – 2nd June 2000, en Haselip James *et. al.*, “Electricity market reform in Argentina: assessing the impact for the poor in Buenos Aires”, Utilities Policy, Volume 13, Number 1, March 2003.

1. LIBERALIZACIÓN Y DESREGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN PAÍSES INDUSTRIALIZADOS: LOS CASOS DE ESTADOS UNIDOS Y EUROPA

1.1. Estados Unidos de América

La producción centralizada y la distribución de electricidad empezó en septiembre de 1882 en Nueva York, en los Estados Unidos. Thomas Edison echó andar la producción de electricidad en la planta de Pearl Street vendiendo en principio luz y no electricidad como tal. Durante todo el siglo XIX en los Estados Unidos se produjo una competencia brutal e ineficiente entre diferentes empresas generadoras de electricidad. Tan solo en la ciudad de Chicago, entre 1887 y 1893, veinticuatro compañías de electricidad ofrecían sus servicios al público. Todo ello condujo a una multiplicidad de redes de distribución eléctrica, una feroz competencia por los clientes y altos costos por el servicio.⁶

Unos años más tarde, en 1898 el presidente de la National Electric Light Association en Chicago, Samuel Insull, resolvió el problema de la multiplicidad de compañías, adquiriendo el monopolio para la producción y distribución de electricidad y explicando por qué el negocio debía entenderse como un monopolio natural y su regulación debía establecerse a nivel estatal y no local. En aquel entonces, las ideas planteadas por Insull crearon una gran polémica y tuvieron una difícil aceptación en el medio. Sin embargo, ya para 1907 los estados de Nueva York, Wisconsin y Georgia habían expedido leyes estatales que establecieron las primeras comisiones reguladoras de electricidad.

Las mejoras en las redes de transmisión eléctrica (y no así los cambios tecnológicos en la generación de la misma) hicieron posibles el desmantelamiento del monopolio natural en el sector eléctrico para los mercados al mayoreo. De esta forma en los Estados Unidos se dio la migración de un monopolio natural regulado, a un modelo de mercados desregulados de electricidad al mayoreo. Todo ello transcurrió lentamente, ya que en aquel entonces las empresas estadounidenses se encontraban integradas verticalmente (una sola empresa se ocupaba de la generación, transmisión, distribución y venta de electricidad) y bien establecidas. Con el tiempo, el sector de la generación se transformó en un mercado competitivo y las demás partes del negocio continuaron como monopolios regulados.

Las comisiones reguladoras de energía a nivel estatal han conservado hasta la fecha su importancia en el mercado energético estadounidense. Algo similar sucede con la comisión reguladora federal (FERC) que se ocu-

⁶ STOFT, Steven, *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, John Wiley & Sons Inc, New York, 2002.

pa de las transacciones interestatales al mayoreo en el sector eléctrico y de los ductos de gas natural.

Las comisiones en general se ocupan de los precios establecidos por el monopolista y su tarea es ajustar los precios de forma “justa y razonable”. Normalmente los precios para el monopolista se establecen en casos tarifarios o “rate cases” y permanecen vigentes hasta que el siguiente caso es presentado. Los casos tarifarios se desarrollan de forma similar a aquellos casos desahogados en las cortes civiles estadounidenses; en donde expertos en el tema comparecen ante la comisión respectiva, se realizan varias audiencias en las que se exponen diversos temas relacionados con el asunto y finalmente, los comisionados toman una decisión tarifaria que se asienta en un “rate case”.⁷

1.2. Europa

En el caso europeo, el desarrollo de la industria eléctrica hasta principios de la década de los ochenta había sido muy desigual de un país a otro. Para aquel entonces, algunos países europeos ya habían abierto total o parcialmente sus mercados de electricidad y estaban experimentando con algunos modelos económicos y regulatorios para mejorar el funcionamiento de sus mercados. Sin embargo, el proceso de liberalización de la industria eléctrica europea como tal empezó hasta 1992, cuando la Comisión Europea propuso formalmente la primera directiva para electricidad y gas.

A finales de los años ochenta y principios de los noventa, la Comisión Europea se había enfrascado en varias batallas legales para combatir la existencia de los monopolios y derechos exclusivos en varios estados miembros. Primero en el sector de las telecomunicaciones y después en las áreas del gas y la electricidad, ya que los monopolios y derechos exclusivos como tales, impedían la formación de un verdadero mercado interno europeo. Así la Comisión procedió legalmente en contra de ocho estados miembros debido a los monopolios que mantenían aquellos, en los sectores del gas y la electricidad. Finalmente la Corte Europea de Justicia confirmó la legalidad de estos procedimientos, así como las multas respectivas y dispuso que la Comisión debía demostrar suficientemente, que la existencia de los monopolios y derechos exclusivos no era esencial para satisfacer servicios públicos obligatorios en esos países.⁸

⁷ VISCUSI, W. Kip *et. al.*, *Economics of Regulation and Antitrust*, 4th ed., Cambridge MIT Press, London, 2005, pp. 429-432.

⁸ JONES, Christopher W., *EU Energy Law. Vol. 1 The Internal Energy Market*, Claeys & Casteels, Second Edition, Leuven, 2006.

Las primeras resoluciones de la Corte Europea fueron fundamentales para sentar a la mesa de discusión a varios estados europeos. En general los estados miembros consideraron como una mejor opción, el negociar el texto de una directiva en materia energética que estableciera la apertura paulatina de los mercados eléctricos; y no dejar en manos de la Comisión, la iniciativa para ello a través de procedimientos legales. Así surgió la primera Directiva Europea en Materia Eléctrica el 19 de diciembre de 1996, estableciendo entre otras cosas, que los grandes consumidores de energía podrían escoger a sus proveedores del fluido eléctrico.

A esta primera directiva le siguió otra el 26 de junio de 2003, que buscó remediar varias deficiencias de su antecesora, tales como asegurar condiciones igualitarias de competencia en generación; reducir los riesgos del dominio de mercado y prácticas predatorias; garantizar tarifas de transmisión y distribución no discriminatorias; proteger los derechos de consumidores vulnerables y pequeños; revelar o publicar datos de las fuentes de generación de energía eléctrica y hacer del conocimiento público la información sobre el impacto ambiental de los proyectos. De igual forma, la segunda directiva en materia eléctrica dispuso la separación o desincorporación legal de las empresas eléctricas integradas verticalmente y el acceso a la red por terceros vía regulación; además de la apertura del mercado eléctrico para cualquier consumidor europeo a partir de julio de 2007.⁹

A la fecha que se escribe este artículo se discute en el Parlamento Europeo, una tercera directiva propuesta por la Comisión en materia de electricidad y gas, que busca separar o disociar la propiedad de un mismo agente económico en la distribución y la producción de gas y electricidad. De acuerdo con la Comisión, los oleoductos, las líneas eléctricas y las centrales suelen estar bajo el control de una misma empresa y ello dificulta a las pequeñas empresas desarrollar redes transfronterizas entre otros problemas más. El paquete legislativo también busca impulsar el uso de energías renovables y aumentar la seguridad energética europea.¹⁰

2. EXPERIENCIAS REGULATORIAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO EN LATINOAMÉRICA

Como se mencionó en la introducción del documento, Latinoamérica ha sido la región del mundo con el mayor nivel de desregulación, privatización y políticas liberalizadoras en la industria eléctrica a nivel mundial, dentro de los países en transición y en vías de desarrollo. Entre los países

⁹ CAMERON, P.D., *Competition in Energy Markets*, Second Edition, Oxford, 2007.

¹⁰ La Comisión ha expresado su intención de que este tercer paquete de medidas legislativas sean aprobadas y adoptadas en el primer semestre de 2009. Vid. <http://ec.europa.eu/news/energy/>, consulta realizada el 9 de noviembre de 2008.

latinoamericanos que han transitado por estas reformas se encuentran Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Perú, Bolivia, El Salvador y Panamá. Los modelos empleados así como las consecuencias obtenidas han sido variados y en algunos casos difícilmente comparables entre sí. Sin embargo, del estudio y análisis de la experiencia latinoamericana queda muy claro que las motivaciones, tiempos, condiciones y repercusiones de las políticas aquí implementadas han sido muy distintas a aquellas obtenidas en los países industrializados.

En Estados Unidos y Europa la liberalización surgió como una ventana de oportunidad para mejorar el desempeño de sistemas eléctricos relativamente eficientes y en función de objetivos de consumo, expansión de redes e integración económica. En Latinoamérica en cambio, los factores determinantes fueron de índole financiera; el peso de los subsidios a las tarifas, una baja calidad en el servicio, bajo rendimiento de las infraestructuras, importantes pérdidas técnicas y no técnicas en la red, además de una pobre cobertura en el servicio.

Durante los años ochenta y noventa, el Consenso de Washington dominó la agenda mundial promoviendo tres políticas fundamentales para combatir los grandes déficits y problemas inflacionarios de los países en desarrollo: liberalización de los mercados, austeridad fiscal y privatización. Estas políticas fueron impulsadas por la Oficina del Tesoro Norteamericano, el Fondo Monetario Internacional, el Banco Mundial y varios gobiernos de países industrializados. El resultado fue que se otorgaron varios préstamos importantes y necesarios a países en desarrollo bajo la condición, entre otras, que reestructuraran sus sectores eléctricos de acuerdo con la receta predeterminada.¹¹ Ello parece ser uno de los indicadores más reveladores del por qué el *boom* liberalizador latinoamericano durante la década de los noventa.

Otra diferencia importante en la transición del sector eléctrico en los países industrializados y en los países en desarrollo fue la velocidad de las reformas. En los Estados Unidos y en Europa las reformas se dieron de forma paulatina, se diseñaron comisiones reguladoras *ad hoc*, se negoció entre los países interesados los textos de las modificaciones legales y se sopesaron sus efectos económicos; todo ello transcurrió durante casi dos décadas. En Latinoamérica se siguió de forma general el camino trazado para las reformas de los países industrializados y salvo el caso de Chile y Argentina, las principales fases de las reformas desreguladoras, privatizadoras y liberalizadoras se dieron en un promedio de uno y dos años.¹²

¹¹ HASELIP, James *et. al.*, *Electricity market reform in Argentina: assessing the impact for the poor in Buenos Aires*, Utilities Policy, Volume 13, Number 1, March 2005.

¹² JAMASB, Tooraj, *Between the state and market: Electricity sector reform in developing countries*, Utilities Policy, Volume 14, 2006, pp. 14-30.

Finalmente, el contexto institucional para las reformas en materia eléctrica en países industrializados y en países en desarrollo también fue muy distinto. En muchos casos, quedó al descubierto que a comparación del mundo industrializado, las economías en transición y desarrollo carecían de las instituciones económicas y políticas necesarias para el buen funcionamiento de los mercados y de las autoridades reguladoras. Incluso algunos países carecían de recursos humanos para integrar los cuerpos reguladores en materia de electricidad, escasos fondos públicos y poca o nula experiencia en asuntos regulatorios y de competencia económica. Todos estos factores generaron importantes asimetrías en la relación entre el gobierno por una parte, y por la otra, las grandes empresas e inversionistas internacionales.¹³

A continuación se presentan los casos de cuatro países latinoamericanos que han transitado por reformas regulatorias en los últimos veinte años. La selección de los países no es accidental y atiende a las siguientes razones: la primera es su importancia económica en la región; la segunda tiene que ver con el tiempo y las formas en que se han llevado a cabo dichas reformas; y la tercera, porque en estos casos existe cierta información disponible que describe los casos y hace posible su estudio en la ya de por sí, escasa literatura latinoamericana sobre infraestructuras de red.

2.1. Chile

Chile fue el primer país en el mundo en liberalizar su industria eléctrica. A principios de los años ochenta dejó atrás el monopolio estatal y abrió su mercado eléctrico mediante la ley del servicio público de 1982. Las reformas chilenas fueron muy extensas e innovadoras para su tiempo, ya que en aquel entonces no existía experiencia a nivel mundial respecto de la liberalización del sector eléctrico.

Actualmente la industria eléctrica chilena es privada y el Estado se ocupa de su regulación, fiscalización y de la “planificación indicativa” de inversiones; ésta última función se refiere a recomendaciones de inversión no vinculatorias para las empresas. El mercado se compone básicamente de cuatro sistemas eléctricos que dividen al país en zonas territoriales: Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Interconectado Central (SIC), AYSÉN y Magallanes. La coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión se realiza en cada sistema eléctrico por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), organismos que carecen de personalidad jurídica y que están constituidos

¹³ STERN, J., *Electricity and telecommunications regulatory institutions in small and developing countries*, Utilities Policy, Volume 9, Number 3, September 2000, pp. 131-157.

por las principales empresas generadoras y transmisoras en cada sistema eléctrico.¹⁴

El sistema de transmisión chileno es de libre acceso para los generadores, es decir, los dueños de las líneas pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes o cuotas. De acuerdo con las modificaciones legales incorporadas por la ley 19.940 de marzo de 2004 a la Ley General del Servicios Eléctricos, el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de subtransmisión es un servicio público y por lo tanto, el transmisor tiene la obligación de servicio, siendo su responsabilidad la inversión en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas.

En 1978 se creó la Comisión Nacional de Energía (CNE) que se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, así como de asesorar a los organismos de gobierno en materias relacionadas con la energía. Posteriormente la industria eléctrica se separó o desincorporó vertical y horizontalmente, a lo que le siguió una serie de privatizaciones durante los años ochenta, que convirtieron a la industria eléctrica chilena en un sector privado que actualmente agrupa 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 34 empresas distribuidoras.¹⁵

En un principio el sistema funcionó de manera exitosa con mejoras en la eficiencia operacional y en el nivel de inversión. Sin embargo, durante los años siguientes ocurrirían tres importantes crisis que obligarían a las autoridades y a las empresas privadas chilenas a replantear sus esquemas. Entre 1998 y 1999, el mayor sistema eléctrico del país sufrió una sequía que afectó severamente la disponibilidad de los recursos hidroeléctricos. Esta situación se agravó por los retrasos que tuvieron las entonces nuevas plantas de gas de ciclo combinado, que en teoría añadirían aproximadamente un 5% más de capacidad eléctrica al país.¹⁶ Ante dicha situación, las autoridades chilenas expidieron tres decretos para racionar el uso de la electricidad, en los que se autorizaba a las compañías distribuidoras a racionar el consumo del fluido eléctrico en los primeros meses

¹⁴ De acuerdo con la Comisión Nacional de Energía en Chile, el SING cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 30,17% de la capacidad instalada; el SIC se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 69,01%; el Aysen atiende el consumo de la región XI con un 0,28%; y el sistema Magallanes abastece la región XII con un 0,54% de la capacidad instalada en el país. *Cfr.* <http://www.cne.cl>, consulta realizada el 11 de noviembre de 2008.

¹⁵ *Idem.*

¹⁶ RAINERI, Ricardo, "Chile: Where it all started" en Pfaffenberger Wolfgang *et. al.*, *Electricity Market Reform*, Elsevier Global Energy Policy and Economics Series, London, 2006.

de 1999, y que posteriormente desaparecerían cuando las condiciones hidrológicas se modificaron.

La segunda crisis eléctrica llegó ese mismo año, cuando las plantas de gas de ciclo combinado entraron en operación en el SING y ocasionaron una serie de apagones y cortes a la energía eléctrica. El problema se originó por el vacío legal respecto a la coordinación eléctrica entre los productores del sistema y la falta de regulación respecto de los servicios auxiliares o subordinados de energía eléctrica.

Finalmente la tercera crisis se produjo en el 2004, cuando los problemas económicos en Argentina dejaron ver la dependencia excesiva de Chile respecto del gas natural argentino. Como respuesta a la crisis, las autoridades chilenas iniciaron inversiones en plantas regasificadoras, a fin de importar gas LP de otras regiones del mundo y no depender únicamente del gas argentino transportado mediante ductos transfronterizos.¹⁷

De acuerdo con el Global Competition Review 2007,¹⁸ la Ley No. 20.018, expedida en mayo del 2005, hizo mucho más atractivas las inversiones en el sector eléctrico chileno. Dicha ley establece en su artículo 79° 1, la obligación de *“las concesionarias de servicio público de distribución para disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados, para a lo menos, los próximos tres años”*.¹⁹ El instrumento legal en cuestión, también considera un sistema de licitaciones de suministro público abierto, no discriminatorio y transparente, además de que establece que las formas de indexación en los precios de energía y la potencia en la licitación, se definirán por la Comisión Nacional de Energía.

El sistema de tarifas chileno parte de los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente. El criterio general es la libertad de precios en aquellos segmentos en los que existen las condiciones de competencia. En cambio, para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada sea inferior o igual a 2.000 kW (se consideran sectores de mercado con características de monopolio natural), la ley establece que estarán afectos a la regulación de precios. Así para aquellos consumidores con una demanda superior a los 2.000 kW, la ley parte del supuesto que tienen capacidad negociadora y posibilidad de proveerse electricidad de otras formas y por lo tanto, constituyen clientes libres.²⁰

¹⁷ O'DONNELL, Earle H. ed., *Electricity Regulation in 31 jurisdictions worldwide*, Global Competition Review, London, January 2007.

¹⁸ *Idem*.

¹⁹ Ley Núm. 20.018 promulgada por Ricardo Lagos Escobar el 9 de mayo de 2005, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

²⁰ La ley también dispone una salvedad para aquellos clientes con una potencia supe-

2.2. Argentina

En Argentina la provisión de los servicios de electricidad fue un asunto gubernamental, ofrecido por las administraciones de las Provincias hasta hace algunos años. Debido a malos manejos financieros e intervenciones gubernamentales inadecuadas, Argentina sufrió una falta de capital e inversión en su industria eléctrica, lo que generó severos problemas. La reestructuración de los activos estatales empezó en 1991, a partir de las negociaciones con diversas instituciones financieras internacionales, en las que se acordó una serie de préstamos y la desincorporación o separación del sistema eléctrico argentino (generación, transmisión y distribución) entre otras cosas más.²¹

La desregulación y privatización del sector eléctrico como tal empezó en 1993, como parte de un proceso más amplio, en el que el país abrió a los mercados de capital varios de sus servicios públicos. La ley No. 24.065 estableció los pilares para la operación del mercado eléctrico argentino y creó el Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE). El ENRE es el organismo encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector cumplan con sus obligaciones legales.

Después de las reformas, la generación de electricidad se volvió un segmento competitivo y los mercados de transmisión y distribución eléctrica se convirtieron en monopolios privados regulados. Los distribuidores están obligados legalmente a suministrar la totalidad de la energía que les sea demanda en el área geográfica de su concesión y no pueden invocar el abastecimiento insuficiente de energía como excluyente de responsabilidad. La transmisión eléctrica se regula de forma tal que se garantizan los criterios de remuneración, el control de calidad, el libre acceso a terceros y se eviten los abusos de posición dominante.²²

El despacho centralizado de electricidad en el mercado mayorista corresponde a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, Sociedad Anónima (CAMMESA) que es la responsable del Organismo Encargado del Despacho (OED). Por otra parte, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) abastece el 93% de la demanda, mientras que el sistema patagónico cubre el 6% y el 1% es abastecido por pequeños sistemas aislados, alejados de los grandes centros de consumo. CAMMESA está integrada por todos los grupos que participan en el MEM y el Estado argentino. Dicho

rior a 500 kW e inferior o igual a 2.000 kW, quienes podrán optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre por un periodo mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen.

²¹ DELFINO A., José y CASARIN, Ariel A., *The reform of utilities sector in Argentina*, World Institute for Development Economics Research, WIDER, discussion paper, September, 2001.

²² ENRE, *Cinco años de regulación y control (1993-1998)*, Publicaciones ENRE, en <http://www.enre.gov.ar> consulta realizada el 11 de noviembre de 2008.

organismo cuenta con amplias facultades regulatorias, en especial respecto de las repercusiones económicas de los aspectos tarifarios, verificación y control de metas de calidad, además de la resolución de conflictos entre las partes.²³

Toda la energía eléctrica se canaliza a través del MEM, mismo que se divide en dos mercados: el mercado a término y el mercado spot. Los distribuidores y grandes usuarios pueden contratar la provisión del servicio eléctrico con productores y/o comercializadores a los precios fijados libremente en los respectivos contratos a término. Finalmente, el precio marginal horario ofertado por los productores es el que se les paga a los generadores eléctricos en el mercado spot. El promedio del precio spot constituye el precio base, a partir del cual se calcula el precio de venta a los distribuidores por su compras en el mercado spot. Además los distribuidores pagan un precio diferencial dependiendo de su localización en el sistema y ello refleja la contribución a las pérdidas del fluido eléctrico en la red de transporte.

Por otra parte, tanto los distribuidores como los generadores eléctricos pagan a los sistemas de transmisión un cargo fijo por conexión y capacidad de la red de transporte, y participan de las transacciones de potencia reactiva. Por último, el mercado de los usuarios finales también está segmentado en un tramo regulado y otro abierto a la competencia. En el segmento regulado se garantiza el monopolio al distribuidor que ostenta la concesión, imponiéndosele la obligación de satisfacer toda la demanda que le sea requerida de acuerdo con su contrato de concesión. Solamente una pequeña parte de la demanda es contratada y el resto es comerciada en el mercado spot.²⁴

Después de la liberalización de la industria eléctrica argentina, en términos absolutos todos los grupos de consumidores experimentaron reducciones de precios, pero al parecer la distribución de estos beneficios mejoró considerablemente la situación de aquellos consumidores con alta demanda eléctrica.²⁵

Otra cuestión interesante en el caso argentino fue el asunto de los “colgados” o consumidores ilegales de electricidad. Cuando las compañías privadas tomaron posesión de las líneas, una de las primeras acciones fue reducir o eliminar las pérdidas no técnicas de electricidad producidas en gran medida por los “colgados”. Ello condujo a grandes protestas y en-

²³ *Vid.*, <http://www.cammesa.com>, consulta realizada el 11 de noviembre de 2008.

²⁴ De acuerdo con las cifras que ofrece CAMMESA en su “Informe anual provisorio del mercado eléctrico mayorista 2006-2007”, la demanda de electricidad anual de los usuarios con contrato a término es de 18.6% mientras que la demanda de los usuarios sin contrato corresponde a un 81.4%.

²⁵ *Ibidem*, DELFINO A., José y CASARIN, Ariel A...

frentamientos sociales, originados por la gran cantidad de gente que quedó sin el servicio eléctrico. Enfrentados a demandas legales, desaprobación pública y una mala imagen ante los medios; los gobiernos provinciales y federal argentino tuvieron que celebrar convenios con las compañías distribuidoras de electricidad para que siguieran prestando el servicio. Los acuerdos dispusieron que los gobiernos pagarían a las compañías los montos no pagados por las conexiones ilegales desde la privatización y subsidiarían el costo de la extensión de la red para formalizar a los “colgados”.²⁶

Como resultado de los convenios firmados en 1994, aproximadamente 650,000 usuarios fueron reconectados a la red en Buenos Aires. No obstante, en algunas de las áreas más pobres de Buenos Aires todavía existen “colgados” y las conexiones a la red eléctrica son ilegales. Al parecer las compañías operando en estas áreas han optado por absorber los costos de las pérdidas debido a la presión gubernamental por mantener el servicio eléctrico.²⁷

El gobierno argentino e incluso empresas como EDESUR y EDENOR han optado por aplicar “tarifas sociales” para resolver el problema poco a poco y subsidiar a aquellos consumidores que no son capaces de cubrir el pago del servicio. Inicialmente el Banco Mundial se opuso aplicar subsidios cruzados y tarifas sociales en el recién reformado sector eléctrico argentino. Sin embargo, para finales de los años noventa esa institución internacional reconoció públicamente que los pobres en Argentina habían sido los menos beneficiados por las reformas eléctricas, y propuso entonces la introducción de un sistema de tarifas sociales, basado en transferencias directas de subsidios para corregir los errores del mercado y beneficiar a los pobres en el país.

2.3. Brasil

Los primeros pasos para la privatización del sector eléctrico en Brasil se dieron con la Ley 8631 en 1993, mediante la cual se terminó con la remuneración garantizada para los productores de electricidad, la homogeneización de tarifas y la cancelación las deudas inter-sectoriales del sistema eléctrico. Posteriormente, el decreto 915 permitió la formación de consorcios públicos y privados para la generación de electricidad y el decreto 1009 creó el Sistema Nacional de Transmisión Eléctrica (SINTREL).

Más adelante, en 1995 el gobierno federal brasileño lanzó un proyecto para reestructurar el sector eléctrico, conocido como RE-SEB, y cuya idea original consistió en privatizar la distribución, transmisión y generación

²⁶ *Idem.*

²⁷ *Idem.*

del fluido eléctrico salvo las plantas nucleares y la parte brasileña de Itaipu, además de introducir esquemas de competencia en el sector.²⁸ Un año más tarde se creó la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) como órgano regulador en la materia que aún cuando orgánicamente depende del Ministerio de Minas y Energía, responde directamente al Congreso brasileño y actúa con relativa independencia en sus decisiones.

La reforma eléctrica en Brasil siguió en términos generales el modelo inglés del “central pool”,²⁹ pero no supo ajustar los tiempos para la privatización inmediatamente después de la reforma. El destiempo entre la reforma y los procesos de privatización generaron un importante retraso en la creación de contratos *ad hoc* y problemas en las tarifas eléctricas de los consumidores. Por otra parte, los inversionistas se mostraron poco entusiastas y escépticos ya que medido en dólares americanos, las ganancias en el sector cayeron abruptamente debido a la devaluación de la moneda brasileña en términos reales. Finalmente, la gota que derramó el vaso llegó en el 2001 después de 40 días secos en la temporada de lluvias, lo que amenazó el abasto eléctrico en Brasil y motivó varios cortes y racionamientos de energía hasta en un 35%.³⁰

A raíz de la crisis energética del 2001, el gobierno brasileño diseñó e introdujo un nuevo marco regulatorio para atraer la inversión al sector. Las reformas inicialmente promovieron la creación de contratos bilaterales regulados, pero después de la creación del mercado para contratos bilaterales, los agentes en el mercado empezaron a negociar los contratos libremente. Todo ello fue producto de la Ley 10,848/04 y del Decreto 5,163/04 que introdujeron un sistema eléctrico que dividió el mercado energético en dos sectores: uno, para la compra de energía eléctrica y transacciones comerciales o ambiente de contratos libres (ACL); y el segundo, para contratos regulados o ambiente de contratos regulados (ACR).

En el ambiente de contratos regulados (ACR), los concesionarios en el sector de la distribución deben comprar la totalidad de su electricidad en subastas públicas, controladas por las autoridades brasileñas y bajo el método de precios del “price-cap”. Por otra parte, en el ambiente de contratos libres (ACL), todos los agentes de la industria, salvo los distribuidores

²⁸ La presa Itaipu situada entre los límites de Brasil y Paraguay es la más grande en operación en el mundo. El proyecto de la presa de Itaipu se desarrolló conjuntamente por los gobiernos de Paraguay y Brasil a mediados de los años setenta.

²⁹ Entendemos por el modelo inglés del “central pool” al despacho central de energía eléctrica con la transmisión como monopolio natural y la generación y comercialización del fluido eléctrico como sectores competitivos.

³⁰ El reporte más conocido sobre la crisis energética del 2001 en Brasil fue el conocido como “Kelman Report” que señala como orígenes del problema el manejo gubernamental ineficiente, la falta de comunicación entre agencias gubernamentales y departamentos así como los intentos fallidos del gobierno por alentar inversiones en generación térmica.

de electricidad, pueden negociar libremente los precios de la electricidad. A pesar de que los costos de generación son bajos, el costo de la electricidad para el consumidor final es considerado bastante alto, especialmente para servicios de casa habitación. Así también, los impuestos y derechos especiales puestos en práctica para cubrir parte de la ampliación en infraestructura eléctrica requerida suman más del 40% del recibo eléctrico.³¹

Después de las reformas del 2004, las pérdidas no técnicas parecen no haberse modificado, oscilando entre el 9 y 10%. Igualmente la calidad del servicio no ha mejorado sustancialmente y de acuerdo con los indicadores brasileños, los usuarios residenciales se quejan de la calidad del servicio, el costo y en general del desempeño del sistema.³²

2.4. Colombia

La desregulación del sector eléctrico en ese país empezó en 1994 siguiendo el modelo británico y ya para julio de 1995, el mercado eléctrico mayorista empezó operaciones. Las razones que motivaron las reformas eléctricas en Colombia fueron los grandes apagones de 1983, 1992 y 1993 respectivamente, la imposibilidad del gobierno de financiar la ampliación de infraestructura eléctrica y la necesidad de mejorar el sector eléctrico en su conjunto.

La generación y comercialización de electricidad se concibieron en un principio como sectores competitivos, mientras que la transmisión y la distribución se les trató como monopolios regulados. Actualmente la generación de electricidad está cubierta por los “generadores” que son aquellos entes que realizan transacciones de energía en el Mercado Mayorista de Electricidad. Igualmente existen plantas generadoras con una capacidad igual o inferior a 20 MW que siguen una regulación especial; autogeneradores, que producen energía eléctrica únicamente para su consumo; cogeneradores que producen energía combinando energía eléctrica y térmica para uso propio o de terceros, o bien para procesos industriales o comerciales y bajo regulación especial.

En el sector de la transmisión, la empresa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. es la principal transportadora en el Sistema de Transmisión Nacional con 75% de activos en la red. Otros transportadores activos en la red son TRANSELCA, Empresa de Energía de Bogotá-EEP, Empresas Públicas de Medellín-EEPPM, Empresa de Energía del Pacífico-EPISA entre otras más. Actualmente el sistema de transmisión se encuentra en transformación, ya que de acuerdo con el gobierno colombiano, la creación de zonas

³¹ International Energy Agency, *World Energy Outlook 2006*, OECD/IEA, Paris, 2006.

³² ARANGO, Santiago *et. al.*, *Lessons from deregulation: Understanding electricity markets in South America*, Utilities Policies, No. 14, 2006, pp. 196-207.

y subzonas eléctricas con diferentes cargos por uso, no dieron señales claras para la localización de nueva generación y nueva demanda, y no fueron apropiados por los agentes establecidos.³³

Según la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, en Colombia los usuarios de los servicios públicos pueden elegir libremente al prestador del servicio y al proveedor de los bienes necesarios para su obtención y utilización.³⁴ Ello dio origen al negocio de comercialización eléctrica de forma independiente, que consiste en la prestación de un servicio de intermediación entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen la electricidad. El margen de acción de los comercializadores es bastante amplio ya que debido a la separación del mercado entre usuarios regulados y no regulados, las empresas pueden comercializar energía con destino al mercado regulado o no regulado o intermediar entre ambos mercados.

El mercado eléctrico colombiano es el único en la región en el que los precios se fijan en un proceso de subastas. El sistema está basado en los precios y no en los costos, a diferencia de la mayoría de los países latinoamericanos que han liberalizado este sector. Las compañías eléctricas ofrecen diariamente ofertas o posiciones en subastas para energía y precios al Centro Nacional de Despacho (CND). Con esta información, el CND decide el flujo eléctrico de acuerdo con la orden de mérito y según las restricciones técnicas del sistema. De igual forma se creó un mecanismo de pago a fin de mejorar la inversión en el sector de generación. Los incentivos generados por este mecanismo se colocan de acuerdo a un modelo de simulación optimizada, operado por el CND y regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

La evolución del mercado eléctrico en Colombia ha sido satisfactoria en términos de inversión, competencia, eficiencia y reducción de pérdidas de electricidad. Los precios en el mercado se han mantenido bajos pero las tarifas al consumidor final y los subsidios siguen siendo un tema delicado. Ello ha creado algunos problemas con las compañías privadas que operan en el sector y que consideran poco viable seguir con subsidios en las tarifas o bien el tener que brindar servicio a consumidores que no pagan por el mismo.³⁵

El caso colombiano resulta todavía más interesante si analizamos lo que pasó a finales de 1997 y principios de 1998, cuando el ciclón tropical “La Niña” originó una reducción en las reservas acuíferas en el país, el cual se caracteriza por un componente hidroeléctrico cercano al 70%. A

³³ Vid., <http://www.creg.gov.co/>, consulta realizada el 15 de noviembre de 2008.

³⁴ *Idem*.

³⁵ *Ibidem*, ARANGO, Santiago *et. al*, “Lessons from deregulation...”

diferencia de lo que sucedió en Brasil o en Chile; en Colombia no se presentaron apagones ni cortes eléctricos, ya que el sistema fue capaz de producir la suficiente electricidad para satisfacer la demanda. Ello no fue así en 1998, cuando el ciclón tropical “El Niño” generó efectos similares en Colombia y en ese entonces, sí hubo apagones y cortes eléctricos. La experiencia colombiana con “La Niña” mostró las bondades de la desregulación y la liberalización del sector eléctrico, así como de los ajustes en el mercado.³⁶

2.5. Cuatro mercados eléctricos latinoamericanos

Chile fue el primer país en aplicar políticas liberalizadoras a su industria eléctrica. Le siguió Argentina con un modelo cuidadosamente elaborado y elogiado por varias instituciones internacionales y expertos en la materia. Brasil por su parte se inspiró en el modelo inglés y con el tiempo fue realizando ajustes que dieron características propias al modelo brasileño. Finalmente, Colombia adoptó casi de forma idéntica la versión inglesa de la liberalización eléctrica y está por realizar nuevos ajustes a su modelo.

Tanto Brasil como Chile enfrentaron severas crisis eléctricas, ocasionadas por fenómenos naturales y agravadas por los bajos márgenes de reservas en el sector eléctrico de estos países. Ello originó cortes de electricidad y racionamiento del fluido eléctrico, así como altas tarifas al consumidor. El ejemplo opuesto son Argentina y Colombia, ambos con altos márgenes de reservas que se tradujeron en bajos precios en los mercados de electricidad. Arango refiere que la razón por la que se conservaron altos márgenes de reservas en estos países fueron las profundas recesiones económicas que también restringieron la demanda eléctrica. En este sentido, sostiene Arango existe una relación directa entre el comportamiento económico y la demanda de electricidad.³⁷

Colombia a diferencia de Argentina, soportó de manera sobresaliente los embates climáticos de 1998 en su sector energético, en gran medida debido a la liberalización de su sector eléctrico y en contraste con lo sucedido en ese mismo país con el fenómeno de “El Niño” unos meses atrás. Sin embargo, los fenómenos climáticos dejaron ver cuán frágiles pueden ser las industrias eléctricas que dependen fuertemente del componente hidroeléctrico como en el caso de Brasil, Chile y Colombia.

Una lección importante en estos países es cómo los flujos de capital llegan al sector eléctrico. Después de la crisis energética de 2001, el gobierno brasileño introdujo un nuevo marco regulatorio diseñado para

³⁶ *Idem.*

³⁷ *Idem.*

atraer inversión al sector. Sin embargo, la inversión esperada no llegó, en gran medida debido a que el entonces nuevo marco regulatorio era poco claro y no ofrecía garantías para los inversionistas. El ejemplo brasileño muestra claramente cómo la desregulación y la liberalización no atrae inversionistas instantáneamente, sino más bien, ello requiere ciertas condiciones y tiempo.

Otro aspecto interesante de los mercados aquí presentados es la interdependencia y complementariedad entre unos y otros. La crisis argentina impactó la industria eléctrica chilena y algo similar sucedió con los fenómenos meteorológicos que ocasionaron importantes sequías afectando a Brasil, Colombia y Chile.

Por último, los efectos sociales y cargas económicas a los gobiernos de estos países merecen cierta atención. En Argentina, las mejoras en las pérdidas no técnicas de electricidad o desconexión de “colgados” causaron revuelo social y el Estado argentino terminó cubriendo mediante subsidios las diferencias de estos costos a las empresas privadas que prestan el servicio. Los subsidios a los “colgados” (después de la liberalización) afectaron todavía más las finanzas argentinas, que no anticiparon este problema cuando originalmente se preparó la liberalización del sector. Para las empresas privadas que ofrecen el servicio también representa un problema, ya que al parecer todavía persisten los colgados en el sistema y también existen demoras importantes para el pago del servicio en otros sectores. Algo similar sucede en Colombia, en donde aparentemente el problema de los colgados continúa.

3. CARACTERÍSTICAS Y CONDICIONES DISTINTIVAS DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE RED EN PAÍSES EN DESARROLLO

A continuación se presentan algunas características distintivas de los países en desarrollo y las economías en transición, que pueden impactar el desempeño de las industrias de red y que debieran tenerse en cuenta, cuando se discuten o diseñan políticas desreguladoras, privatizadoras o liberalizadoras para estos sectores. Los factores aquí presentados son enunciativos y en ningún caso limitativos o excluyentes de otras consideraciones o variables que puedan influir o interactuar directa o indirectamente, según las características de cada industria de red respectivamente.

3.1. Costo marginal de fondos públicos e informalidad

El costo marginal de fondos públicos es una medida económica que muestra el costo de recaudar una unidad de fondos para el gasto público. Este indicador mide el costo de oportunidad de obtener fondos públicos y

determina cuán apretado está un presupuesto gubernamental. El costo de oportunidad está dado en gran medida por la pérdida social al recaudar fondos adicionales para financiar el gasto público.³⁸

Todo gobierno recauda fondos mediante el cobro de impuestos, que a su vez, ocasionan distorsiones en la asignación de recursos en una economía y que implican costos en el bienestar para los contribuyentes. Una vez obtenidos los recursos, se presenta el dilema de la asignación de fondos para el gasto público. Es decir, cómo gasta el gobierno esos fondos públicos: un peso destinado a un programa de asistencia pública puede implicar un peso menos para el rubro de educación o salud. Así los costos en bienestar social están directamente relacionados con los programas de gasto público, en el entendido de que financiar programas públicos implica un costo de oportunidad para el gobierno.

En países con sistemas tributarios ineficientes resulta más difícil para los gobiernos invertir en infraestructura debido a la falta de fondos, lo cual termina por afectar el costo de cualquier tipo de intervención pública, tal como la regulación de un sector o bien la implementación de políticas de competencia económica.³⁹ En breve, determinar si un gasto gubernamental en particular vale la pena, depende en gran medida de cómo es financiado y de cuánto le va a costar al país.

Si un país no puede cubrir todo o parte de sus proyectos de infraestructura con sus propios recursos, tendrá que buscar otras fuentes de financiamiento ya sea acudiendo a los mercados de crédito nacional o internacional.

Otro aspecto que impacta el cálculo de los costos marginales para fondos públicos en los países en desarrollo es el tamaño de la economía informal. Warlters y Auriol sugieren que contrariamente a la “sabiduría convencional”, las diferencias en costos marginales de los fondos públicos entre un país y otro están fuertemente definidas por el tamaño del sector informal en el país y no necesariamente por la riqueza del mismo.⁴⁰

El gran problema con el sector informal son las pérdidas en “peso muerto” que impactan a la recaudación y éstas son mayores cuando resulta más fácil evadir impuestos. Todo ello sugiere que las economías con importantes sectores informales tienen por regla general altos costos marginales de fondos públicos. Schneider y Enste estimaron que la economía

³⁸ Aún no existe un consenso entre los economistas sobre la medición de este concepto. Sin embargo, sí es ampliamente aceptado la importancia del concepto para la obtención de fondos públicos en un país. Cfr. AURIOL, Emmanuelle y PICARD, Pierre, *Infrastructure and Public Utilities Privatization in Developing Countries*, World Bank Economic Review, 2002.

³⁹ LAFFONT, Jean-Jacques, *Regulation and Development... op. cit.*

⁴⁰ WARLTERS, Michael y AURIOL, Emmanuelle, *The marginal cost of public funds in developing countries: An application to 38 African Countries*, IDEI, Toulouse, 2004.

sombra o sector informal en los países miembros de la OCDE era en promedio del 15% en 1990, mientras que en Botswana era alrededor de 27% y en Nigeria hasta de un 76%.⁴¹

De acuerdo con datos del Banco Mundial, el peso muerto en la recaudación para países en desarrollo es mayor al 1.0. Se ha estimado en 1.2 para Malasia y 2.5 en Filipinas, mientras en Tailandia se ubica entre 1.2 y 1.5. Según Laffont, ello muestra claramente que los fondos públicos en economías en transición y países en desarrollo tienen un costo mayor que en los países industrializados.⁴² Por otra parte, un factor adicional que afecta el costo marginal de fondos públicos es el costo de la recaudación que en promedio, en los países industrializados es de 1.36%, mientras que para los países latinoamericanos se ubica en 1.88% y para los países africanos en 2.36% aproximadamente.⁴³

En suma, el costo marginal de fondos públicos es un indicador importante que distingue la situación peculiar de economías en transición y/o países en desarrollo, respecto de aquella en países industrializados. Ello obliga a estudiar, evaluar, analizar y repensar los esquemas de financiamiento para economías en transición y por lo tanto replantear “los modelos estándar” para infraestructuras de red tradicionalmente usados por los países industrializados.

3.2. Estado de derecho y marco regulatorio

Un factor de peso, presente en muchos países en desarrollo, es la debilidad del Estado de derecho y un inadecuado marco regulatorio. Estas expresiones se refieren concretamente a temas relacionados con el cumplimiento de la ley y los contratos, la resolución de controversias, la canalización institucionalizada de los conflictos sociales, el acceso a la justicia y en general la cultura de la legalidad. En este sentido, un pobre desempeño del marco jurídico y del cumplimiento de la ley genera costosas negociaciones y disuade al inversionista que busca seguridad jurídica para su capital.⁴⁴

⁴¹ SCHNEIDER, F. & Enste, D.H., *Shadow economies: Size, causes and consequences*, Journal of Economic Literature XXXVIII, Year 2000.

⁴² LAFFONT, Jean-Jacques, *Regulation and Development... op. cit.*

⁴³ *Ibidem*, WARLTERS, Michael y AURIOL, Emmanuelle, *The marginal cost of public funds...*

⁴⁴ El enfoque neoinstitucional resalta la trascendencia económica y social de las instituciones jurídicas. De acuerdo con esta corriente de pensamiento, entre más altos sean los costos de transacción, se realizarán menores intercambios y disminuirá el dinamismo de la economía, así como se acentuarán las desigualdades como la incertidumbre. Cfr. ZEPEDA, Guillermo, *Transformación agraria: los derechos de propiedad en el campo mexicano bajo el nuevo marco institucional*, CIDAC-Porrúa, México, 2000, pp. 52-53.

Un marco jurídico claro, eficiente y práctico es fundamental para un buen desempeño económico, pero también resulta indispensable instituciones fuertes y confiables que puedan dirimir conflictos legales satisfactoriamente. En algunos casos, el Poder Judicial funciona relativamente bien, pero sus decisiones y sentencias no generan verdaderamente certeza jurídica o bien dejan varias cuestiones legales inconclusas o pendientes.

Al respecto, Guash ha demostrado que un desempeño pobre del marco jurídico, intereses políticos y oportunismo, deficientes diseños contractuales y otros factores externos han sido los principales factores que han motivado renegociaciones de concesiones en infraestructuras de red en Latinoamérica.⁴⁵ Un ejemplo de un marco regulatorio deficiente en materia eléctrica fue el caso brasileño en 1995 (tratado anteriormente), cuando las reformas introducidas no lograron generar confianza en el marco legal, ni los incentivos necesarios para que los inversionistas se acercaran al sector.

Por otra parte, un ejemplo en el sector eléctrico que refleja los problemas generados por resoluciones judiciales poco claras es el caso mexicano. El 3 de junio de 2002, la Suprema Corte de Justicia en México declaró la inconstitucionalidad de algunas disposiciones del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, que fueron reformadas mediante decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación el 24 de mayo de 2001. Sin embargo, dicha resolución dejó varias cuestiones indefinidas respecto del servicio público en materia de energía eléctrica, ya que no se precisó los espacios de intervención de los particulares o los alcances de la participación del Estado, ambas cuestiones fundamentales en el asunto.

De acuerdo con Cossío y Cortés; la Corte “*no precisó qué normas debían declararse inconstitucionales, qué efectos concretos debían darse, qué acontecía con las situaciones pasadas, qué autoridades debían cumplir con las determinaciones, etcétera, la cuestión de determinar los alcances habrá de ser una tarea a realizar por las partes, con el eventual peligro de que en su momento se vean expuestas a sanciones previstas en el artículo de la Ley, en relación con lo establecido en la fracción XVI el artículo 107 constitucional*”.⁴⁶

⁴⁵ GUASH, J.L., *Infrastructure concessions in Latin America and the Caribbean: The renegotiation issue and its determinants*, Infrastructure and Financial Markets Review, Sustainable Development Department, Infrastructure and Financial Markets Division, Inter-American Development Bank, Washington D.C., junio 2003.

⁴⁶ COSSÍO DÍAZ José Ramón y CORTÉS CAMPOS, Josefina, *La inconstitucionalidad del Reglamento de Energía Eléctrica (y las inconsistencias de la sentencia que la declara)*, Anuario Iberoamericano de Justicia Constitucional, Núm 8, 2004 pp. 619-620.

Tanto el caso brasileño como el mexicano muestran los efectos nocivos que puede tener un marco regulatorio deficiente y un inadecuado funcionamiento de las instituciones del país, ya sea en el poder judicial, órganos reguladores, ministerios, departamentos o cualquier otro que intervenga en el sector.

3.3. Corrupción y oportunismo político

El fenómeno de la corrupción está presente en todo el mundo, pero en particular es perceptible en economías en transición y países en desarrollo. Ello parece deberse a los bajos costos internos de las “transacciones alternas” (sobornos, extorsión, prácticas ilícitas, beneficios extra etc).⁴⁷ El efecto directo de la corrupción es que cierta parte del sistema o el sistema en su conjunto no desempeña sus labores como originalmente debiera, o bien las desempeña de forma deficiente en detrimento del objeto del propio sistema. El problema se vuelve más complicado cuando diferentes actores están envueltos en fenómenos de corrupción y sus intereses se benefician si el sistema no funciona como debiera originalmente.

Desde 1997, Transparencia Internacional publica un índice anual de percepción sobre corrupción, en el que se ubica a los diferentes países del mundo de acuerdo con la percepción de corrupción que se tenga respecto de los funcionarios públicos y de los políticos. De acuerdo con este organismo internacional, la corrupción se define como el abuso de poder para el provecho propio. El estudio analiza 180 países, en los que los países industrializados encabezan los primeros puestos, estando Dinamarca en primer lugar seguido por Finlandia, Suecia e Islandia, mientras que en el último lugar de la lista se ubica Somalia. Los países en desarrollo están lejos de los primeros lugares estando por ejemplo, Brasil en el lugar 72, China en el 73, India en el 74 y México en el 75.⁴⁸

La corrupción tiende a limitar la participación privada y la competencia, además de que aumenta los costos y riesgos del negocio. Según Bó y Rossi, la ineficiencia en el uso de recursos en compañías distribuidoras de electricidad tiene que ver con el nivel de corrupción de cada país. Más aún, el riesgo del oportunismo en la regulación tiene un impacto negativo cuando se busca atraer inversiones al sector. Asimismo, un organismo regulador débil aumenta las posibilidades de captura regulatoria.⁴⁹

⁴⁷ LAFFONT Jean-Jacques, *Regulation and Development... op. cit.*

⁴⁸ Global corruption Report 2008, Transparency International en www.transparency.org, consulta realizada el 29 de julio de 2008.

⁴⁹ JAMASB, Tooraj, *Between the state and market: Electricity sector reform in developing countries, op. cit.*

En Chile, el dotar a la ley en materia eléctrica de gran poder decisión se tradujo en certeza y confianza para los inversionistas privados. Sin embargo, mientras que tal política podía reducir el riesgo de captura regulatoria, así también podía debilitar al órgano regulador y restarle flexibilidad para adaptar detalles en condiciones cambiantes durante el proceso de reforma.⁵⁰

Finalmente intereses políticos velados se pueden oponer al proceso de reformas o buscar ganancias políticas en el proceso. En este sentido, el oportunismo político puede adoptar la forma de puntajes electorales, en los que los actores buscan beneficiarse frente al elector en asuntos polémicos o temas que debido a su complejidad puedan ser fácilmente manejables. Un ejemplo interesante es el caso de la reforma eléctrica en México y su complejidad política. Josefina Cortés refiere que en el periodo comprendido entre 1999 y 2004 se presentaron ante las distintas Cámaras, un total de 37 proyectos legislativos que incidían directamente en el sector eléctrico, mismos que hasta ahora no han prosperado y a decir de la autora, aun con el cambio de gobierno, no podrían anticiparse vísperas.⁵¹

3.4. Servicios universales y subsidios

Los servicios universales públicos han sido típicamente entendidos como un deber que el Estado o el operador de estos servicios debe ofrecer a cualquier usuario, bajo ciertos estándares de calidad y a precios razonables.⁵²

Tradicionalmente en países industrializados, los servicios universales fueron cubiertos por monopolios estatales que empleaban subsidios cruzados a fin de ofrecer el servicio incluso en áreas poco rentables. Sin embargo, en muchos de los casos, durante la transición a regímenes competitivos, los subsidios cruzados se eliminaron y algunas áreas debieron cubrir mayores precios por los servicios antes ofrecidos, lo cual en un principio, no se consideró socialmente razonable o deseable.⁵³

El problema antes referido resulta todavía más grave en países en desarrollo. La razón fundamental es muy simple: el nivel de cobertura de esos servicios que se reputan como “básicos” es muy inferior a aquel de los países industrializados. Es decir, en muchos países en desarrollo no existe

⁵⁰ *Idem.*

⁵¹ CORTÉS CAMPOS, Josefina, *Derecho administrativo y sector eléctrico: elementos de regulación*, ITAM-Porrúa, México, 2007, pp. 148-160.

⁵² VALLETI, Tomaso, *Symposium on universal service obligation and competition*, Elsevier, Information Economics and Policy, número 12, 2000, pp. 261-311.

⁵³ GASIMI, F., LAFFONT, J.J., SHARKEY, W.W., *Competition, universal service and telecommunications policy in developing countries*, Elsevier, Information Economics and Policy, número 12, 2000, pp. 284-311.

cobertura universal de teléfono, agua, electricidad, servicios postales, gas, etc. Bajo estas circunstancias, cabría preguntarse si la liberalización y consecuentemente, la introducción de empresas privadas como prestadoras de estos servicios lograría la cobertura de aquellas áreas o consumidores que carecen de servicio, aun cuando ello no fuera redituable.⁵⁴

Por otra parte, en algunas economías en transición y países en desarrollo, los sistemas tributarios son poco eficientes y el costo de la recaudación es elevado. Con altos costos de recaudación, pocos fondos disponibles y una serie de gastos necesarios por cubrir, resulta fácil entender el por qué algunos gobiernos en estos países han considerado la liberalización de los sectores de infraestructura de red, como una buena opción para aliviar sus finanzas estatales y disminuir o eliminar los subsidios correspondientes.

Para ilustrar este problema Gasmi cita el ejemplo de las telecomunicaciones en Argentina, cuya expansión históricamente había sido financiada mediante subsidios cruzados aplicados por empresas estatales. Más recientemente, el país se dividió en dos regiones: urbana y rural. Los subsidios cruzados se mantienen dentro de cada región, sin embargo existe una cierta competencia a través del método de competencia "yardstick".⁵⁵ Este método aplicado en Argentina presenta una solución alternativa de competencia, diseñada de acuerdo a las características del país.⁵⁶

3.5. Pobre nivel de discusión en el sector de infraestructuras de red

Las diferencias en la cantidad y variedad del material o literatura especializada sobre infraestructuras de red en países industrializados, y aquella disponible sobre temas relacionados con las economías en transición y desarrollo es abismal. Ello puede tener varias explicaciones tales como la antigüedad de estos temas según cada país, el nivel de tecnología, inversión, capital humano etc. Sin embargo, entre todas estas razones que tal vez requieran estudios o estadísticas más detalladas para probar su ve-

⁵⁴ En Bolivia por ejemplo, un estudio del Banco Mundial concluyó que la expansión necesaria en infraestructura en la red para ofrecer electricidad a las áreas pobres no tendrá lugar, como consecuencia de la privatización y reestructuración de la industria. *Cfr.* GASMINI, F., *op. cit.*

⁵⁵ El método de competencia "yardstick" tiene su referente en la poca o nula información respecto de cierta actividad por parte del órgano regulador. En estas circunstancias, el órgano regulador usa la información disponible sobre el desempeño de las firmas reguladas en diferentes áreas geográficas y a través de un comparativo entre éstas puede llegar a una solución eficiente en determinado mercado. *Cfr.* VISCUSI, W., Kip *et. al.*, *Economics of Regulation and Antitrust*, p. 442, *op. cit.*

⁵⁶ *Ibidem.*

racidad, destaca una explicación que por su notoriedad u obviedad, parece más una cuestión de sentido común y no necesariamente materia de un estudio técnico. Aquí nos referimos a la poca presencia de estos temas en el debate público y a la falta de profundidad y análisis en su estudio.

Los temas relacionados con infraestructuras son fundamentales para cualquier país, independientemente de su ubicación geográfica, posición geopolítica, económica o su nivel de desarrollo. Una mala infraestructura tiene repercusiones y costos muy altos que son absorbidos por los gobiernos y sus sociedades. Por ejemplo, las ineficiencias o inexistencias de fuentes de electricidad obligan a las empresas de un país a invertir en sus propios sistemas de generación, lo cual incrementa sus costos y reduce su competitividad internacional; una pobre infraestructura de transporte incrementa los costos directos e indirectos de transporte y seguros, incluyendo costos directos laborales y de insumo, incrementa los costos de exportación y reduce la serie de potenciales industrias de exportación o bien, una inadecuada infraestructura de agua potable, se traduce en mayores costos laborales debido a menores estándares de salud, así como el agotamiento de escasos recursos ambientales.⁵⁷

En este sentido, resulta alarmante la escasez de materiales de difusión y discusión sobre estos temas en países en desarrollo. Igualmente resulta preocupante la poca atención o el bajo nivel de análisis que generalmente han merecido estos temas en los medios de comunicación, y la discusión maniquea que predomina cuando se discute algún tema relacionado con la liberalización.

En el caso de la industria eléctrica o bien de industrias que guardan cierto grado de complejidad; las discusiones en la arena pública tienen a polarizarse todavía más. Gran parte de la complejidad de estos temas en las negociaciones políticas tiene que ver con las tensiones e intereses entre diferentes grupos de interés. Quizá la mayor dificultad se presente cuando los beneficios se puedan repartir entre grandes grupos poblacionales y las pérdidas sean absorbidas por pequeños pero poderosos grupos; en este escenario, la discusión política y las negociaciones sobre el tema pueden ser interminables.

En este documento se ha mencionado las circunstancias en las que la liberalización de las infraestructuras de red aparecieron en el mundo en desarrollo, en particular en Latinoamérica durante los años noventa. El material disponible sobre estos casos apunta a que los modelos regulatorios copiadas o transplantadas de un país a otro (especialmente cuando las características de éstos difieren considerablemente) y las presiones fi-

⁵⁷ SPILLER, Pablo y SALES Carlos, *Regulación de los sectores de infraestructura y energéticos en México*, ITAM-Porrúa, México, 1999, pp. 11-64.

nancieras en estos países, jugaron un papel importante en el desempeño o resultados de las políticas liberalizadoras. A ello podríamos añadir la ausencia de un marco teórico *ad hoc* para infraestructuras de red en estos países, además del bajo o nulo nivel de discusión, análisis y reflexión sobre estos temas.

COMENTARIOS FINALES

Las industrias que se caracterizan por tener una estructura de red son fundamentales para el desarrollo de cualquier economía moderna. El sector eléctrico es un buen ejemplo que ilustra las diferencias en las motivaciones, objetivos y consecuencias de las reformas realizadas por países en desarrollo y aquellas implementadas por países industrializados.

A partir de los años noventa se inició una tendencia general hacia la desregulación y a desintegrar o separar mercados eléctricos en varios países. Los resultados de los mercados desregulados, privatizados o liberalizados han sido muy variados y a pesar de los aparentes éxitos, en algunos casos los problemas persisten.

Después de 10 años de operación, el mercado británico se declaró un fracaso y se reemplazaron todas sus reglas de operación. En California, Estados Unidos, en un solo año el mercado de electricidad costó a los usuarios el equivalente a diez años en incrementos tarifarios.⁵⁸ En el caso de América Latina la experiencia eléctrica no ha sido menos enriquecedora. Los casos de Argentina y Chile han dejado ver las debilidades de sistemas co-dependientes y los efectos en el sector de las crisis económicas; también resultan interesantes los problemas derivados a partir de estimaciones incorrectas en el crecimiento de la infraestructura y la demanda de electricidad.

Brasil también nos aporta datos interesantes y soluciones innovadoras, en un sistema que se ha ido construyendo en la práctica con errores y aciertos, diseñado para un país con la mayor demanda eléctrica de América Latina. Colombia por su parte mostró la fortaleza y funcionalidad de sus mercados eléctricos, al soportar exitosamente los embates de “La Niña” sin desestabilizar su mercado eléctrico.

De la experiencia internacional queda muy claro que la liberalización de los mercados de electricidad es un proceso complejo que requiere varios ajustes en el camino. El proceso reformador no se agota en un acto legislativo y más que un evento es un proceso continuo.

Esta continuidad requiere una construcción teórica y práctica *ad hoc*. Para ello es indispensable revisar las experiencias de estas reformas en

⁵⁸ STOFT, Steven, *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, *op. cit.*

otros países y especialmente en aquellos casos, en los que los países guarden ciertas similitudes. Pero sobretodo se requiere construir un marco teórico, que ubique y dimensione en su justa medida las consecuencias que tendrían reformas de este tipo.


Resulta difícil pensar que las experiencias en Reino Unido podrían dar respuesta al problema de los “colgados” en Argentina, o bien que el caso de California sería aplicable a países como Bolivia, a fin de resolver el problema de falta de cobertura e infraestructura eléctrica en regiones lejanas a los centros urbanos.

Los factores institucionales y operacionales también son importantes. ¿Qué instrumentos legales diseñar para darle flexibilidad a un mercado eléctrico?; ¿Cómo resolver los problemas de asimetría en la información entre regulado y regulador en países en desarrollo?; ¿Cómo diseñar reglas o normas que incentiven una verdadera competencia en los mercados?; ¿Cómo financiar infraestructura eléctrica eficientemente al menor costo para el Estado?; ¿Cuál debiera ser el papel del Poder Judicial?; ¿Cómo promover la inversión privada y en qué sectores?, etcétera.

Las interrogantes anteriores y otras cuestiones más requieren de soluciones integrales que cuenten con un buen sustento teórico y práctico. En la calidad de las infraestructuras, nivel de inversión y en los servicios eléctricos se determina gran parte del potencial de desarrollo de un país. No parece sensato entonces, dejar toda esta responsabilidad en manos de unas cuantas instituciones internacionales, para el diseño de políticas “*one fits all*” o bien en manos de “expertos” que transplanten mecánicamente modelos de otros países, sin reparar en sus consecuencias.

274 BCA.

**MÉXICO, CUBA Y ESTADOS UNIDOS:
Acceso a los recursos y desarrollo
del conocimiento en el Golfo de México**



Ángel de la Vega Navarro
[México]

In memoriam
Profesor Thomas Wälde (1949-2008)
Doctor en Economía por la Universidad de
Grenoble. Profesor Investigador de la UNAM.

Resumen

El estudio de los temas energéticos exige situarse en la escena internacional. Esas perspectivas se concretarán en este trabajo en el Golfo de México, una zona en la que han tenido lugar importantes innovaciones en el plano tecnológico, institucional y regulatorio y en la que confluyen y confrontan historias, geografías y culturas diferentes, más allá de los asuntos energéticos. En ese sentido, no se desecha, pero no será el objetivo principal explorar la vía del conflicto geopolítico o de otro tipo, a pesar de su obiedad. Amén de lo anterior, dos temas interesan de manera particular: el acceso a los recursos y el desarrollo y administración del conocimiento. Una vez asegurado el primero, el segundo es de capital importancia, no solamente en ámbitos estrictamente relacionados con la industria petrolera, sino con nuevas tecnologías que interactúan en el proceso de cambio tecnológico en esa industria, tal como se ha visto en las dos últimas décadas en las actividades de exploración y producción.

Abstract

The study of international energy dynamics demands to be studied from an international perspective. In this chapter, such dynamics will be situated in the Gulf of Mexico due to its character as a zone with important technological, institutional and regulatory advances, as well as a meeting point of distinct histories, cultures and geographies which go beyond petroleum matters. In this sense, although neither put on the forefront nor left aside, geopolitical conflict as an element will also be explored. Moreover, two aspects are of special interest: one, the access to resources and, second, the development and administration of know how. Once the first is secured, the second is of capital importance, and not only for the oil industry, but also with all new technologies involved in the technological evolution of such industry, as has been seen during the last two decades in exploration and production activities.

1. MARCOS Y CONTEXTO DE ESTE ESTUDIO: RETOS Y DESAFÍOS ANTE LA CRISIS¹

El estudio de los temas energéticos exige situarse en la escena internacional —en la que se desarrollan y transforman las industrias energéticas— desde perspectivas nacionales, regionales y globales. Esas perspectivas se concretarán en este trabajo en el Golfo de México, una zona en la que han tenido lugar importantes innovaciones en el plano tecnológico, institucional y regulatorio y en la que confluyen y confrontan historias, geografías y culturas diferentes, más allá de los asuntos energéticos.

Dos aspectos interesarán de manera particular: el acceso a los recursos y el desarrollo y administración del conocimiento, explorando enfoques cooperativos con la participación de diversos actores y la articulación de intereses públicos y privados. En ese sentido, no se desecha, pero no será el objetivo principal explorar la vía del conflicto geopolítico o de otro tipo, a pesar de su obviedad. Los tiempos no parecen ser los más indicados para hablar de cooperación, mucho menos en relación con las compañías petroleras o con un gobierno como el norteamericano. La crisis, iniciada en Estados Unidos a principios de 2007 y cuyos efectos estarán presentes durante varios años, exige, sin embargo, visiones de largo plazo que no lleven a rechazos superficiales o a retrocesos en los análisis

¹ El profesor Thomas Wälde falleció en un trágico accidente el pasado 11 de octubre de 2008, en el sur de Francia. Fue un renombrado jurista, particularmente interesado en el derecho internacional de la energía y de los recursos minerales. Actuó como consultor de instituciones internacionales y de varios gobiernos sobre temas relacionados con la inversión internacional y con la legislación petrolera y minera. Mi relación con el Profesor Wälde se inició con una invitación para dictar una conferencia en el Center for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy (CEPMLP) de la Universidad de Dundee (Escocia) con el tema: “The discrepancy between the analysis of transnationalisation and the oil industry’s evolution in Mexico” (abril 1997). Posteriormente me invitó a integrarme como editor asociado en la Revista *Oil Gas Energy Law*, para la cual me había solicitado antes algunas contribuciones. Como muchos otros estudiosos de las cuestiones energéticas recordaré al Profesor Wälde por su papel sobresaliente como director del CEPMLP (1991-2001), una institución reconocida internacionalmente en el campo de la legislación y de las políticas energéticas y de los recursos naturales; por la calidad de su enorme producción académica llevada a cabo con gran dinamismo y sobre todo por su calidez personal, apertura y calidad humana.

o las políticas. Otra cosa es la crítica de las políticas gubernamentales o de las prácticas empresariales, particularmente de tipo financiero que, entre otros factores contribuyeron a la exacerbación de la crisis financiera y a su propagación a la economía real.

Un aspecto clave de los debates futuros será precisamente el tema de la regulación y el control de las empresas en los ámbitos nacionales, regionales y globales en el marco de nuevos entornos institucionales. ¿Cómo deben comportarse las empresas en mercados cada vez más relacionados: de mercancías, de capitales, del conocimiento y la información, de los recursos naturales, entre los cuales se encuentran los energéticos? Deberán enfrentar cambios y no todas podrán hacerlo. Algunas serán capaces de innovar en un contexto depresivo de la actividad en la industria petrolera —caracterizado por la más importante caída de la demanda desde la recesión de 1981/82, por restricciones al crédito y por la caída de las inversiones— y de salir adelante adaptándose o sacando provecho de nuevos marcos y restricciones regulatorias.

Ahora se generaliza la idea, por ejemplo, de que una mayor regulación y supervisión son necesarias frente a la especulación que afectó a los precios del petróleo crudo, tanto en su alza vertiginosa entre 2002 y mediados del presente año como en su colapso reciente. Otra preocupación principal será evitar la caída de las inversiones en hidrocarburos y fuentes alternas de energía para que estén listas las capacidades de producción que serán necesarias para el momento en que se reactiven las economías. La capacidad de producción de petróleo aumentará seguramente en lo inmediato a pesar de la caída de los precios y de la demanda, porque no se van a parar proyectos que se encuentran en desarrollo: la gran pregunta concierne a proyectos que estaban a punto de iniciarse, a descubrimientos que no es rentable desarrollar a los precios actuales, a la caída de los gastos en exploración. Para hacer frente a todo ello no bastarán el mercado y los actores privados.

Diversas preguntas y preocupaciones se hacen presentes, respecto a las incidencias de la caída de los precios internacionales del petróleo sobre las inversiones y la continuidad en los proyectos de exploración y producción (E&P), sobre todo con proyectos y presupuestos de exploración y desarrollo en aguas profundas, no solamente en el Golfo de México sino también en otras zonas como Brasil y países de la cuenca del Atlántico (Angola, Nigeria) y del Mar del Norte (Noruega, Gran Bretaña).² Los

² No es posible aún tener una evaluación clara al respecto. Según el informe que publica Douglas-Westwood (“The World Deepwater Market Report 2009-2013”), a pesar de la evolución de los precios el sector de petróleo y gas en aguas profundas gastará en promedio 27 mil millones de dólares anuales durante el período 2009 a 2013. Tres cuartas partes de esa cantidad corresponderá al “triángulo de oro” de Africa, el Golfo de México y Brasil. Según

proyectos en aguas profundas requieren un largo período antes de llegar a la etapa de producción, por ello tienen una importancia estratégica, para asegurar capacidades de producción en una perspectiva de largo plazo.

Descubrimientos en aguas profundas no solamente requieren para su desarrollo soluciones tecnológicas nuevas, así como equipos e instalaciones apropiadas, exigen sobre todo que existan o se instauren marcos y reglas legales, fiscales así como las políticas adecuadas para que ese desarrollo se lleve a cabo con certidumbre y a plena satisfacción de los principales actores participantes: Estados propietarios de los recursos, compañías operadoras públicas y privadas, etc., algunas de las cuales disponen de la tecnología adecuada, de las capacidades operativas y de gestión y de los recursos financieros para hacer frente a dificultades y riesgos específicos.

Lo anterior tiene que ver con las formas de organización de la industria petrolera, las cuales deberá responder a retos y desafíos nuevos. El Golfo de México, precisamente, es una frontera entre tres países, pero también —y es ese aspecto el que más interesa aquí— entre tres modelos de organización de la industria petrolera, confrontados a los retos de la exploración y desarrollo de los recursos energéticos en sus respectivas zonas marítimas. En ese contexto, como se señalaba arriba, dos temas interesan de manera particular: el acceso a los recursos y el desarrollo y administración del conocimiento. Una vez asegurado el primero, el segundo es de capital importancia, no solamente en ámbitos estrictamente relacionados con la industria petrolera, sino con nuevas tecnologías que interactúan en el proceso de cambio tecnológico en esa industria, tal como se ha visto en las dos últimas décadas en las actividades de exploración y producción.

2. EL GOLFO DE MÉXICO: UNA FRONTERA ENTRE TRES PAÍSES Y TRES MODELOS DE ORGANIZACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA

Es reciente la toma de conciencia acerca de la frontera común que México tiene con Cuba y Estados Unidos en el Golfo de México.³ Esa si-

otros analistas, como Barclays Capital Resource, el gasto global en E&P declinará 12% en 2009, como respuesta, en particular, a la baja de los precios del petróleo y a las restricciones crediticias. La caída del gasto en E&P tendría lugar sobre todo en Estados Unidos. *Cf.*, *Penn-Energy*, 20 diciembre 2009.

³ En lo que respecta a Cuba, véanse mis contribuciones, aspectos de las cuales se aprovechan en este artículo: “Energy security: analyzing US, Mexican and Cuban actions in the deepwater Gulf”, *OGEI (Oil Gas Energy Law)*, Volume 5, issue #04, published November 2007, Special Feature: Energy Security. <http://www.gasandoil.com/ogel/>; “L’ouverture pétrolière de Cuba dans le Golfe du Mexique: entre l’immobilisme mexicain et le blocus des

tuación se ha relacionado, sobre todo recientemente, con el tema de las actividades de E&P de hidrocarburos en aguas profundas y ultra-profundas,⁴ pero tiene muchas otras implicaciones. Los gobiernos, en mayor o menor medida, están atentos a lo que sucede en las zonas petroleras del Golfo y diversos actores públicos y privados se posicionan en ellas de manera innovadora para tener acceso a los recursos y avanzar en su explotación.

Para los tres países las actividades de E&P en aguas profundas representa ahora un foco especial de interés, con implicaciones que van más allá de las energéticas. A ellas hacen frente los tres países no solamente a partir de su potencial geológico o tecnológico, sino sobre todo con base en la organización de su industria y en su herencia institucional. Esta tiene que ver sobre todo con los derechos de propiedad sobre los recursos del subsuelo y con las reglas en el marco de las cuales se llevan a cabo las actividades de E&P de hidrocarburos. La instauración de esas reglas tiene relación con las responsabilidades de los gobiernos, pero también con prácticas generadas por actores de la industria como las compañías petroleras.

En tiempos recientes se ha ampliado la gama de *stakeholders* que se consideran con derecho a incidir sobre el desempeño de la industria, desde preocupaciones locales o ambientales. Sin embargo, la relación principal se establece entre los gobiernos y las compañías interesadas en explorar y explotar los recursos, las cuales pueden ser públicas o privadas. Ambos actores no tienen los mismos objetivos, pero un buen diseño puede permitir una concertación de intereses. El interés principal del operador o contratista es recuperar sus inversiones, lograr un retorno adecuado para sus propietarios o accionistas, el cual incluya también los gastos incurridos en proyectos de alto riesgo en los que no obtuvieron los resultados esperados. Por su parte el propietario de los recursos —los Estados en la mayoría de los países productores— debe obtener vía una fiscalidad adecuada una remuneración correspondiente a sus derechos de propiedad (renta) y los impuestos y derechos aplicables usualmente a la actividad petrolera. Diseñará así un régimen fiscal que le permita maximizar los ingresos provenientes de la explotación y valorización de sus recursos mediante una adecuada determinación de los niveles de exploración y desarrollo. Ese régimen será uno de los criterios para atraer inversiones,

Etats-Unis”, *Revue de l’Énergie*, No. 578, Paris, julio-agosto 2007; “La frontera olvidada: México y Cuba en el Golfo”, *Energía a Debate*, Tomo IV, No. 20, mayo junio de 2007, pp. 8-14.

⁴ La definición de aguas someras, profundas y ultra-profundas ha evolucionado en el tiempo. Esto es normal, ya que en ello intervienen los avances tecnológicos en exploración y perforación. Lo que era considerado ultra-profundo hacia fines de los años 40 (60 ft) ahora forma parte del offshore somero. Desde los años 80, se pasó a considerar como aguas profundas las situadas más allá de los 1500 ft. En la actualidad, el Mineral Management Service califica de aguas ultra-profundas las que se encuentran más allá de 5 000 ft, lo cual equivale a 1524 m. Para PEMEX las definiciones vigentes son: aguas someras: <500m; aguas profundas: >500 m; aguas ultraprofundas: >1500 m.

tomando en cuenta que, en el caso de las compañías privadas, su objetivo es encontrar y producir hidrocarburos a los menores costos y los máximos márgenes de ganancias posibles.

En la parte de Estados Unidos se ha expresado un importante potencial de innovación tecnológica, institucional y organizacional impulsado por un poder político que ha facilitado el acceso a los recursos en condiciones favorables para los inversionistas.⁵ México, por su parte, parece optar por actuar en el Golfo desde las posibilidades y carencias de un monopolio estatal integrado. En cuanto a Cuba, este país ha realizado cambios en diferentes niveles: permite el acceso a los recursos de su territorio a las compañías petroleras y establece formas de asociación con ellas que hagan posible no solamente una mayor autosuficiencia energética sino también compartir información y conocimientos. Estos objetivos son importantes porque en muchos casos las políticas de apertura implementadas para atraer inversiones extranjeras hacia la exploración y explotación de los recursos energéticos se orientan básicamente a la captación de rentas que no tienen una utilización productiva. Esta ha sido la experiencia de varios países poseedores de recursos energéticos.

Los avances son desiguales y las situaciones asimétricas entre esos tres países. Fue en Estados Unidos en donde surgió la moderna industria petrolera y se desarrollaron actores que dieron paso a las compañías petroleras internacionales. También en ese país surgieron algunas de las modalidades de acceso y explotación de los recursos en el plano institucional, contractual y tecnológico, varias de las cuales tuvieron que ver con el desarrollo de la industria petrolera en México entre 1900 y la nacionalización de 1938.

México tiene rezagos en el Golfo, en el plano de las relaciones internacionales, en el funcionamiento y organización de su empresa pública, de manera particular respecto a sus capacidades operativas para incursionar en aguas profundas —las cuales se encuentran “completamente exploradas”—⁶ y en el ámbito de los marcos legales y regulatorios para el mejor desarrollo de actividades cruciales de la industria petrolera. Esos rezagos en el Golfo tienen una importancia significativa cuando se reconoce oficialmente que un elevado porcentaje de la incorporación de reservas nuevas deberá provenir en el futuro de aguas profundas, en donde se

⁵ Estados Unidos fue el primer país en establecer un régimen fiscal especial para aguas profundas con un bajo nivel de “*government take*” con el objetivo de atraer inversiones. Se trata de la *Outer Continental Shelf Deep Water Royalty Relief Act* que estuvo vigente entre 1995 y 2000: aplicaba solamente para *leases* en profundidades iguales o superiores a 200 metros introduciendo un sistema de reducción de regalías.

⁶ OVIEDO PÉREZ, Adrián E., *Yacimientos transfronterizos: negociación, exploración y explotación*, Foros de Debate Sobre la Reforma Energética, Senado de la República, 5 de junio de 2008.

encuentra más de la mitad de los “recursos prospectivos”,⁷ algunos de ellos en yacimientos transfronterizos. México necesita convertir esos recursos en reservas, a causa del crecimiento esperado del consumo interno⁸ y de requerimientos para la exportación⁹ que por ahora no han encontrado sustitutos para los equilibrios externos y de las finanzas públicas. Al buscar y explotar esas reservas, por sus características, podría también beneficiarse y compartir conocimientos que se han generado en años recientes en la industria petrolera al desarrollar proyectos de elevada sofisticación tecnológica.

Acortar los rezagos significa —en el caso de México, pero también de Cuba— adquirir conocimientos para administrar y operar nuevas tecnologías y, gradualmente, ir más allá, es decir avanzar en desarrollos tecnológicos propios.¹⁰ Como veremos, esos dos países divergen en varios aspectos de la organización de sus actividades petroleras y de sus planteamientos y actitudes respecto a actores centrales como las compañías petroleras internacionales. Estas últimas no solamente están presentes en aguas profundas por sus capacidades tecnológicas y financieras, sino que esa presencia ha sido en años recientes una parte central de sus planes y presupuestos de exploración y desarrollo. En cuanto a las relaciones que los gobiernos tienen con ellas, por lo menos Estados Unidos y Cuba diseñan e implementan varios dispositivos, entre los cuales se encuentran sistemas fiscales capaces de inducir a esas compañías a realizar proyectos de exploración y desarrollo en aguas profundas.

⁷ De un total de “recursos prospectivos” de 54 mil millones de barriles de petróleo equivalente, en las aguas profundas del Golfo de México se encontrarían 29.5 (PEMEX, Boletín de Prensa 024, 5 marzo 2007). El reto inmediato de Pemex es enfrentar la declinación de Cantarell encontrando y desarrollando nuevos campos, incluso —y desde ahora— en aguas profundas. Se le ha dado prioridad a Chicontepec (*onshore*) y a Ku Maloob Zaap (KMZ), pero sus posibilidades son limitadas, no solamente para recuperar un nivel adecuado de producción total, sino incluso para compensar la declinación de Cantarell. En 2004 la producción de crudo fue de 3 401 miles de barriles diarios y en 2008 ha bajado a 2 816 miles de barriles diarios (octubre), una declinación de -17.2% (PEMEX, *Indicadores Petroleros*, enero-octubre 2008).

⁸ Según la EIA (*International Energy Outlook, 2008*), entre 2005 y 2020 el consumo de petróleo crecerá en México en 24%, lo cual representa 500,000 b/d adicionales. Tomando en cuenta determinadas hipótesis, en esa fecha el consumo superará la producción y México podría pasar de proveedor de Estados Unidos a competir con él por las importaciones petroleras.

⁹ Entre 2006 y 2008 las exportaciones de petróleo crudo cayeron en 23% pasando de 1 821 miles de barriles diarios a 1 402 miles de barriles diarios. PEMEX, *Indicadores Petroleros*, enero-octubre 2008.

¹⁰ El presidente Felipe Calderón, en su iniciativa de reformas entregada al Senado de la República el 8 de Abril de 2008, menciona como único objetivo: “adquirir el conocimiento para poder administrar y operar las nuevas tecnologías”.

En el inicio de los años noventa se pensaba que el Golfo de México era ya un “Mar Muerto”, desde el punto de vista petrolero, por ser la zona más explorada, perforada y desarrollada. Desde entonces, los progresos tecnológicos y organizacionales, así como las innovaciones fiscales, cambiaron esa percepción y el Golfo, en su parte estadounidense, volvió a ser una nueva frontera petrolera. Se le ha considerado incluso, en los últimos años, una incubadora de tecnologías de exploración, perforación y producción, todas ellas relacionadas sobre todo con actividades en aguas profundas. En el renuevo de esa zona han incidido también el alza de los precios (sobre todo entre 2002 y julio de 2008), la necesidad de ampliar las capacidades de producción para hacer frente a una demanda en aumento hasta fechas recientes, así como preocupaciones relacionadas con la seguridad. El director del Management Mineral Service (MMS) lo ha reiterado con toda claridad refiriéndose al Golfo de México: “Continued advancement into this deepwater frontier is important to our nation’s energy security”.¹¹

Descubrimientos importantes han contribuido a convertir al Golfo de México de una provincia petrolera en declinación a una que contribuye de manera significativa a la producción petrolera de Estados Unidos. Según el mismo MMS, la producción de hidrocarburos ha venido aumentando en las aguas profundas del Golfo de México, siguiendo una tendencia que viene desde hace unos 15 años: la de petróleo creció en 820% y la de gas 1155% entre 1992 y 2006. Otros datos importantes acerca de la importancia de las actividades en las aguas profundas en la parte estadounidense del Golfo de México:¹²

- 54% de todos los *leases* (*arrendamientos de derechos minerales*)¹³ se sitúan en aguas profundas;
- En 2007, 15 equipos de perforación estaban operando en aguas ultra-profundas. 13 estaban en construcción y ya contratados para usarse en profundidades de 3 659 m y de perforar hasta más de 12 000 m.

¹¹ R. Luthi, en “OTC speakers highlight offshore industry’s future”, *Oil & Gas Journal*, 12 de mayo 2008.

¹² Véase: Mineral Management Service, *Deepwater Gulf of Mexico 2008: America’s Offshore Energy Future*, OCS Report, MMS 2008-013, 102 p.

¹³ Según Miriam Grunstein, “La traducción exacta de *lease* no existe en lengua española, ni tiene equivalente en derecho mexicano. Se trata del título jurídico que obtiene el que desarrolla el yacimiento, por parte del dueño del terreno y de los recursos, a cambio de una regalía”. Véase: “Matrimonio por conveniencia. Hacia un contrato de unificación de yacimientos petroleros para México”, p. 41, nota 5. En: Pardini J.E., Melgar L., Grunstein M., Enríquez D. [2008], *Cruzando límites. México ante el desafío de sus yacimientos transfronterizos*, Red Mexicana de Energía, *Foreign Affairs en Español*, 92 p.

- En la actualidad existen 125 campos probados en aguas profundas. Los 20 bloques productores más prolíficos del Golfo de México están situados precisamente en esas aguas.
- En cuanto a las compañías no solamente están presentes las *majors*. De hecho no son ellas las que han hecho más descubrimientos en aguas profundas ni son ellas las que disponen de más superficie en acres.

Esos resultados son de primera importancia para los Estados Unidos ya que representan logros en relación a los objetivos de reducir la dependencia de las importaciones e incrementar los niveles de la seguridad energética.

Desde la perspectiva de México, un dato importante es que en el sector estadounidense del Golfo, muy cerca de la frontera marítima con México, dentro del “Cinturón Plegado de Perdido, compañías petroleras desarrollan actividades que producirán los primeros barriles el año próximo. Según el MMS, la producción del *Offshore* Federal del lado estadounidense del Golfo de México era de 1.3 millones de b/d en 2008, en vísperas de los huracanes.¹⁴ Como elemento comparativo, las exportaciones de petróleo crudo de México se situaron, en octubre de 2008, en 1.44 millones de barriles diarios, una buena parte de las cuales provienen de tirantes menores a 100 metros. Aunque PEMEX ya ha incursionado más allá de esas distancias y perfora ya a profundidades superiores a los 800 metros, no ha logrado todavía producir hidrocarburos en cantidades significativas en esas zonas, ni ha desarrollado tecnología para yacimientos en mayores profundidades.

En lo que respecta a Cuba, ha realizado una apertura petrolera que le ha permitido atraer compañías internacionales, privadas y públicas, en particular a su zona económica exclusiva. Ha logrado revertir con el apoyo de esas compañías —además del importante aporte de Venezuela—, la grave situación que se creó en ese país en 1991, con el término de una relación petrolera muy favorable que había establecido con la URSS. Desde

¹⁴ PEMEX, en el documento “Aguas Profundas. Preguntas y respuestas”, fechado el 10 de Marzo de 2008 (<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionID=8&catID=11300&contentID=17758>, consultado el 18 de diciembre de 2008) evalúa la producción de crudo en las aguas profundas de la parte estadounidense del Golfo de México en alrededor de un millón de barriles diarios y la de gas en tres mil 900 millones de pies cúbicos por día. Menciona que esa producción podría duplicarse hacia 2012. En cuanto al total mundial, sitúa la producción diaria de barriles de petróleo en aguas profundas (tirantes superiores a 500 metros) en poco más de 6 millones de barriles en 2007. Un informe reconocido que publica Douglas-Westwood (“The World Deepwater Market Report 2009-2013”) señala que la producción en aguas profundas representa el 15% del total de la producción offshore y que en muy próximamente ese porcentaje se elevará a 20%.

la apertura a la inversión extranjera la producción de petróleo en Cuba dio un salto importante, debido en particular a la presencia de dos compañías canadienses, Sherritt International Corporation y Pebercan Inc. La producción pasó así de 18 000 barriles diarios en 1992 a alrededor de 60 000 en la actualidad. Como el consumo se sitúa en 150.000 b/d aproximadamente, Venezuela proporciona el complemento necesario para cubrirlo en condiciones favorables.¹⁵

3. FORMAS DE ORGANIZACIÓN DIFERENTES ANTE LOS DESAFÍOS Y RETOS EN EL GOLFO DE MÉXICO

Estudiar la manera como están evolucionando las cosas en el Golfo de México es muy importante y estratégico, en particular estudiar cómo determinados países están demostrando una capacidad de innovación en diferentes planos para enfrentar los retos y desafíos que se les presentan en el actual contexto internacional. En México no se ha logrado realmente entablar un intercambio ilustrado de argumentos e informaciones sobre otras experiencias. En el caso de Cuba, por ejemplo, se ha dicho que no es útil analizar la manera como reaccionaron ante una situación grave porque cuentan con una industria petrolera embrionaria y atrasada y porque con su apertura han entregado la mitad de las reservas de sus aguas profundas. No solamente se pone así en evidencia la ignorancia sobre las modalidades de la contratación petrolera internacional; se desdeña también estudiar con seriedad la capacidad que tuvo ese país de hacer frente a una situación de emergencia mediante un proceso coherente de cambios institucionales, organizacionales y regulatorios: desde la Constitución hasta una nueva Ley de inversiones extranjeras, pasando por nuevas instituciones regulatorias. Ese conjunto de medidas hizo posible concretamente que la empresa pública cubana (CUPET) pueda realizar asociaciones estratégicas para llevar a cabo actividades de E&P en territorio cubano.

¹⁵ La producción petrolera de Cuba es de alrededor de 60 000 barriles diarios, complementada por 95 000 proporcionados por Venezuela, entre crudo y productos. A los acuerdos entre esos dos países se ha agregado otro, en diciembre de 2008, mediante el cual se ampliará la capacidad de refinación existente en Cuba y se construirá una nueva refinería. La capacidad total de refinación de Cuba pasará así de 87,000 b/d a 350,000 b/d. La contribución de Venezuela al abastecimiento petrolero cubano se realiza en un contexto más amplio que el puramente comercial. Se inscribe en el marco de la Alternativa Bolivariana para las Américas (ALBA) y forma parte de la diplomacia médica cubana. Una parte fundamental de los acuerdos con Venezuela consiste en el intercambio de médicos por petróleo Véase: Julie M. Feinsilver, "Oil-for-Doctors: Cuban Medical Diplomacy Gets a Little Help From a Venezuelan Friend", *Nueva Sociedad*, 216, Julio/ Agosto 2008 y, de la misma autora: «La diplomacia médica cubana: cuando la izquierda lo ha hecho bien» en *Foreign Affairs en español* vol. 6 No 4, 10-12/2006, pp. 81-94.

Hace falta también más información y conocimientos sobre el desarrollo de yacimientos transfronterizos, en torno a los cuales existen numerosas experiencias exitosas entre varios países. Se dispone ahora de más datos sobre el Hoyo de Dona occidental y zonas aledañas, a pesar de varias carencias que aún persisten, pero sobre el punto en el que confluyen México, Cuba y Estados Unidos hace falta información, no solamente desde el punto de vista de los posibles recursos en hidrocarburos, sino también del trazado de las fronteras marítimas.

A veces se piensa que, como el bloqueo de Estados Unidos hacia Cuba dura desde hace casi 50 años, el statu quo permanecerá durante mucho tiempo aún. Se olvida que Cuba está en una transición con signos manifiestos de apertura y modernización económica y social. Sectores en Estados Unidos toman muy en serio esa evolución, como lo muestra un informe hecho público en el primer trimestre de 2008.¹⁶ Ese informe, después de afirmar que “the United States should initiate a series of steps, with the aim of lifting the embargo against Cuba”, propone, entre otras, las siguientes medidas:

- Hold talks on issues of mutual concern to both parties, such as (...) environmentally sustainable resource management, especially as Cuba, with a number of foreign oil companies, begins deep water exploration for potentially significant reserves (...).
- Repeal the 1996 Helms-Burton law, which removed most of the executive branch’s authority to eliminate economic sanctions”.

La ley Helms-Burton representa, en efecto, un obstáculo para que la administración que encabezará el Presidente Obama elimine de manera inmediata el embargo comercial, pero un Congreso con mayoría demócrata será un factor importante para que se concrete gradualmente una nueva política hacia Cuba. En lo que respecta a los asuntos energéticos en el Golfo, México llegará probablemente con retraso, una vez más, a un escenario en el que Cuba y Estados Unidos pueden avanzar rápidamente, tomando en cuenta el marco de acción que ofrece Cuba a actores tan importantes como las compañías petroleras internacionales. Además de ofrecerles un marco adecuado para su desenvolvimiento en aguas cubanas, Cuba ha hecho un llamado explícito a las compañías norteamericanas, al cual no pueden responder positivamente a causa del embargo. Un documento presentado por funcionarios cubanos planteó la cuestión de manera directa:¹⁷ “why US oil companies could not participate in the very

¹⁶ Council on Foreign Relations, *U.S.-Latin America Relations: A New Direction for a New Reality*, Report of an Independent Task Force, 2008.

¹⁷ “Current status of exploration-production activities in Cuba”, documentp presentado en la “U.S.-Cuba Energy Conference” que tuvo lugar en la ciudad de México, el 2 de febrero

close deep waters, this high potential new frontier in the Gulf of Mexico? The growing Cuban E&P on land and offshore activities demand a lot of supplies and services. Why not also from the USA?”. En seguida hizo una invitación abierta: “US oil supplies and services companies, are invited to participate in the emerging Cuban petroleum industry on the base of mutual respect and benefits”.

Temas como los relacionados con la exploración y producción en aguas profundas en sus múltiples dimensiones: tecnológicas, fiscales, contractuales, regulatorias, tecnológicas, etc., son realmente complejos. Puede ser útil, sin embargo, avanzar un poco más en una sistematización de la manera como actúan los tres países mencionados que confluyen en el Golfo de México, con un interés particular en las modalidades del acceso a los recursos y del desarrollo, administración y transferencia del conocimiento. Para México y Cuba este tema es de particular importancia: los logros en ese campo serán uno de los criterios importantes para juzgar los resultados de sus respectivos modelos.

La parte estadounidense del Golfo de México representa para las compañías una zona segura para sus intereses, los cuales coinciden con los del gobierno estadounidense y con sus preocupaciones por la seguridad energética y la búsqueda de zonas petroleras seguras. Las compañías compiten, se asocian,¹⁸ comparten riesgos, desarrollan tecnologías con sus propios recursos o a través de las redes que ahora se encuentran a la base del progreso técnico en las industrias energéticas. Pagan, además, bajos impuestos y derechos (*government take*): en el Golfo son los más bajos respecto a otras zonas petroleras del territorio de la Unión americana.¹⁹ Ha habido algunos cambios reciente, por ejemplo en cuanto al monto de las regalías, pero se mantiene básicamente lo que se podía afirmar en 2000: “US. contractor terms and conditions offered by MMS in the OCS (Oil Continental Shelf) are currently better than those offered anywhere by any government in any other part of the World”.²⁰

de 2006. En esta reunión estuvieron presentes, entre otros, ExxonMobil, Valero Energy, the Louisiana Department of Economic Development para intercambiar información con representantes del sector energético cubano sobre las oportunidades de inversión en la industria petrolera cubana.

¹⁸ En el área de Perdido, por ejemplo, del lado estadounidense, cinco compañías están asociadas para desarrollar los campos. Véase: Adrián E. Oviedo Pérez: “Yacimientos transfronterizos... *op. cit.*”

¹⁹ “The US receives a lower government take from the production of oil in the Gulf of Mexico than do states (...) and many foreign governments”. Véase: Government Accountability Office, “Oil and Gas Royalties: A Comparison of the Share of Revenue Received from Oil and Gas Production by the Federal Government and Other Resource Owners”, GAO-07-676R, May 2007.

²⁰ Charles A. Moore, “Upstream Legal Structure From The U.S. Perspective”, Seminar on Energy & Law Mexico City, October 12-13, 2000, patrocinado por el departamento de derecho del ITAM y la Asociación Mexicana de Derecho Energético (AMDE).

El papel del gobierno ha sido muy importante en los logros de las actividades petroleras en el Golfo de México, como lo ha reiterado recientemente la *Gulf Of Mexico Energy Security Act*, del 20 de noviembre de 2006, que tiene como objetivo promover la producción de petróleo y gas facilitando el acceso a los recursos potenciales del Golfo.

El apoyo gubernamental, sin embargo, no es el único factor que explica los logros en el Golfo, de manera particular en aguas profundas. Otros factores entre ellos han sido fundamentales: el progreso tecnológico y organizacional, los capitales que se han invertido y la propia geología y geografía de esa zona. Ciertamente es que esos factores no hubieran podido interactuar de manera favorable si no se hubiera facilitado el acceso a los recursos, concretado en las modalidades del arrendamiento y los derechos minerales correspondientes (*leasing*), de manera particular en las áreas del *offshore* público. En esto consistió el papel del gobierno, a través de modalidades diversas de la negociación política. Puede decirse incluso que el acceso a los recursos y los descubrimientos iniciales, hechos posibles mediante tecnologías convencionales, condujeron a avances tecnológicos para desarrollarlos de tal manera que la producción resultante permitiera a las compañías financiar la búsqueda de nuevos campos en profundidades cada vez más importantes.²¹

En lo que respecta a Cuba, se espera que las actividades de E&P en asociación con compañías extranjeras, den como resultado una autosuficiencia petrolera, al mismo tiempo que se toman diferentes medidas orientadas a una transición energética compatible con una economía cada vez más orientada hacia los servicios y el conocimiento. En lo que respecta al petróleo, compañías de Canadá, España, Noruega, China, India, Brasil, Vietnam y Venezuela, se han mostrado interesadas en la apertura cubana y han reservado áreas para exploración y desarrollo. También fueron invitadas las petroleras estadounidenses, pero el bloqueo les impide aceptar. En términos del desarrollo y transmisión del conocimiento esta situación tiene consecuencias, ya que las tecnologías más recientes son controladas por compañías estadounidenses. Con todo, el inicio de actividades de E&P en aguas cubanas se ha visto acompañada de la introducción de tecnología avanzada, la modernización de la infraestructura (perforación

²¹ Para profundizar en este planteamiento, véase: "Extraction Not Creation: The History of Offshore Petroleum in the Gulf of Mexico", *Enterprise and Society*, 2007 8(2):227-267. Consultado entre el 15 y el 16 de diciembre de 2008. <http://es.oxfordjournals.org/cgi/content/abstract/8/2/227>. Para un análisis comparativo entre países del "triángulo de oro": O. Kinika Amaewhule, "A Comparative Analysis of the Response of State Governments to the Business Challenges Facing Deepwater Exploration and Production: A Study of the Deepwater Fiscal Regimes of the US GoM, Brazil and Nigeria", *Oil, Gas & Energy Law Intelligence*, www.gasandoil.com/ogel/Issue: Vol. 2 - issue 3, Published: July 2004.

horizontal, mejoras en el bombeo,...), entrenamiento de personal y diversas innovaciones regulatorias para el mejor desarrollo de esas actividades.

Un aspecto central de la apertura petrolera cubana ha sido permitir el acceso a los recursos existentes en su territorio, en particular en la Zona Económica Exclusiva a compañías privadas, sin menoscabo de los derechos que sobre ellos tiene la nación y el Estado cubano. Esto se ha realizado a través de un proceso que puede ser analizado con apoyo en nociones de coherencia y de complementariedad institucional, tal como lo han hecho para otras experiencias trabajos institucionalistas basados en los trabajos de M. Aoki.²² En el caso de Cuba, se pueden distinguir los siguientes pasos:

- 1991: apertura a la inversión extranjera en sectores clave;
- 1992: Reformas a la Constitución en el nivel de los derechos de propiedad, las cuales hacen posible las empresas conjuntas, las asociaciones estratégicas, los contratos usuales en la industria petrolera internacional (*production sharing agreements, risk contracts, ...*);
- 1995: aprobación por la Asamblea de una Ley de Inversión Extranjera, la cual incluye términos atractivos y flexibles, así como diversas garantías (en particular respecto al tema de las nacionalizaciones)
- Esa ley permite las inversiones extranjeras en todos los sectores —excepto salud, educación y defensa—, y proporciona el marco legal para los nuevos contratos.

El objetivo que se busca al permitir la asociación con compañías extranjeras es descubrir reservas de hidrocarburos que incidan en el logro de la autosuficiencia energética. Los contratos de reparto de la producción (PSC, por sus siglas en inglés), además de las cláusulas usuales (*Production sharing, cost recovery, ...*), tienen aspectos específicos interesantes: no exigen ni el pago de regalías ni “signature bonus” y aceptan las reglas del arbitraje internacional (Cámara Internacional de Comercio de París). El contratista, además, tiene el derecho de recibir y de retirar ingresos de sus cuentas bancarias para hacer pagos y transferencias. Cada país que abre su territorio a la inversión extranjera impone y acepta condiciones según sus circunstancias, necesidades y poder de negociación. En los años 90 Venezuela realizó una apertura y recientemente ha venido revisando muchos de sus aspectos contractuales: sería interesante conocer puntos de vista venezolanos frente a la apertura cubana y sus modalidades contractuales.

Los resultados de la apertura cubana no se han hecho esperar; en particular, una docena de compañías extranjeras ha respondido a la apertura

²² De ese autor, véase entre otras publicaciones: Aoki M., *Toward a Comparative Institutional Analysis*, The MIT Press, 2001, 467 p.

cubana contratando bloques (Repsol, StatoilHidro, ONGC – Oil & Natural Gas Corp. – de la India, Sherritt International, Petronas, Petrovietnam, PDVSA). Los trabajos realizados, aunque todavía no se ha extraído petróleo de aguas profundas, ha permitido un mejor conocimiento de su potencial petrolero. Según declaraciones recientes de funcionarios cubanos, habría 20 mil millones de barriles de petróleo extraíbles de yacimientos marítimos²³ y se espera que Repsol-YPF empiece a perforar en ellos en 2009 para que el petróleo empiece a fluir hacia 2012.²⁴ Como elemento comparativo, si la cifra proporcionada pudiera asimilarse a reservas probadas serían el doble de las mexicanas (10.4 millones de barriles de crudo) y similares a las de Estados Unidos (21 mil millones, según el *Oil and Gas Journal*). Otras compañías, además de las mencionadas, como Petrobras, se preparan también para intervenir en alguno de los 59 bloques que Cuba ha ofrecido y podría convertirse en un socio privilegiado para la exploración y explotación de las aguas profundas cubanas.

En el caso de México, transformar los “recursos prospectivos” del Golfo en reservas requiere considerables medios financieros y tecnológicos que Pemex no ha podido movilizar plenamente hasta ahora o conseguido a través de alianzas con compañías extranjeras, ya que está constitucionalmente impedido para ello. Perfora ya a profundidades cercanas a los mil metros y ha logrado incorporar nuevas reservas. También ha impulsado proyectos con el IMP para tener una mejor evaluación de los sistemas petroleros. Sin embargo, muchos esfuerzos hacen falta para acortar las distancias respecto a actores más avanzados presentes en el Golfo. Pemex carece de tecnología para desarrollar recursos en aguas ultra-profundas y enfrenta restricciones de diverso tipo para la exploración y desarrollo de hidrocarburos en campos transfronterizos, como seguramente existen en el Cinturón Plegado de Perdido.

Usualmente, los países que comparten ese tipo de yacimientos no solamente logran acuerdos internacionales para su explotación conjunta,

²³ Esa información fue proporcionada, a través diferentes medios internacionales, por Rafael Tenreyro Pérez, director de exploración de la empresa nacional cubana de petróleo, CUPET, el 21 de octubre de 2008. Esa cifra, más reciente y probablemente con nuevos datos geológicos, está muy por encima de la que había proporcionado el US Geological Survey en 2004, en sí misma significativa. Según este organismo, la Cuenca Norte de Cuba, situada hacia el noroeste de ese país contendría entre 4.6- y 9.3 mil millones de barriles de crudo y entre 9.8 y 21.8 billones de pies cúbicos de gas. Véase: USGC Fact Sheet 2005-3009, February 2005.

²⁴ Antes de eso, sin embargo, Cuba deberá vencer varios obstáculos: disponibilidad de equipos de perforación para aguas profundas, adquisición de las tecnologías más avanzadas, etc. Sin embargo, las expectativas no se han hecho esperar. El mismo Fidel Castro, en uno de sus artículos recientes (“Un tema para meditar”, 4 octubre 2008), escribe: “Tal vez lleguemos, en un período relativamente breve de tiempo, a ser exportadores de petróleo”.

sino que también encuentran las modalidades técnico-económicas de operación que los hagan realidad (*joint development zones, delimitation agreements, unitisation agreements*).²⁵ En algún momento del proceso se debe acordar de manera conjunta cómo se van a llevar a cabo las actividades de E&P, mediante esquemas de cooperación que involucren a gobiernos y a compañías y cómo se van a compartir los resultados.

En el caso del Golfo de México, Estados Unidos y Cuba, por un lado, y México y Estados Unidos por el otro, firmaron tratados o acuerdos sobre sus respectivas fronteras marítimas, en 1977, con el objetivo de proteger sus derechos económicos, incluido el acceso a los recursos bajo las aguas en cada lado de esas fronteras. Habían quedado pendientes los “*Doughnut holes*”, uno hacia el oeste cuyos límites quedaron definidos por el tratado entre México y Estados Unidos, firmado el 9 de junio de 2000 y que entró en vigor el 17 de enero de 2001. El otro, que se encuentra al este, no ha sido aún definido en sus límites, ya que deben ser negociados entre los tres países.

El Tratado del “Hoyo de Dona” suscrito en 2000, al delimitar la frontera reconoció también por primera vez la posible existencia de yacimientos transfronterizos y los derechos de cada parte a proteger sus intereses. Sin embargo, y este es un caso interesante en el plano internacional, no se acordaron modalidades concretas para definir y explotar los recursos compartidos.²⁶ Una moratoria de 10 años, con vigencia hasta el 17 enero 2011, definió una zona de protección, mecanismos de intercambio de información y prohibiciones para realizar en ella actividades de E&P. Las prohibiciones se han respetado, pero los intercambios de información apenas se han iniciado, sabiendo que abundan sobre todo del lado norteamericano del Golfo, en donde actúan diversas compañías y organismos. Hay ya más que indicios acerca de la existencia de yacimientos transfronterizos, de manera particular en la zona del Cinturón Plegado de Perdido.²⁷

²⁵ Para una presentación de diferentes casos y experiencias, véase la *Special Feature* sobre *Unitisation* coordinada para la revista en línea *Oil, Gas & Energy Law* por el Dr. Jim Ross, *OGEL*, Vol. 5 - issue 2, April 2007. www.gasandoil.com/ogel/

²⁶ Es importante mencionar que en el caso de la frontera marítima con Cuba no existe un tratado binacional ni se ha previsto algún régimen de cooperación en caso de que se compruebe la existencia de yacimientos transfronterizos.

²⁷ En cuanto a los trabajos en español, además del trabajo citado de Pardini J.E., Melgar L., Grunstein M., Enríquez D. [2008], véanse los trabajos de Lourdes Melgar, en particular el que presentó en el Foro organizado en el Senado de la República (“Yacimientos transfronterizos: negociación, exploración y explotación”) y el Cuaderno “Yacimientos transfronterizos

Como resultado de las reformas aprobadas recientemente, se tiende a pensar que el asunto de los yacimientos transfronterizos está resuelto. Un estudio serio de las reformas, sin embargo, no permite llegar a esa conclusión. Ciertamente es que en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 se definen ese tipo de yacimientos y que adiciona el siguiente párrafo: “Los yacimientos transfronterizos a que se refiere el artículo anterior podrán ser explotados en los términos de los tratados en los que México sea parte, celebrados por el Presidente de la República y aprobados por la Cámara de Senadores”. No se va más allá, sin embargo, en la definición de las modalidades concretas para explotar esos yacimientos, como las de la “unificación” (*unification*, en inglés), por ejemplo. Probablemente eso sea así porque ir más allá sería anti-constitucional,²⁸ no solamente por las definiciones respecto a la propiedad de los recursos sino porque el Estado mexicano es el único que puede explotar las reservas de hidrocarburos, a través de PEMEX, sin ninguna posibilidad de compartirlos, de manera directa o a través de sus resultados (participación en las reservas encontradas, en la producción resultante, en las ganancias, etc.). Baste reproducir algunos párrafos de la nueva Ley de petróleos mexicanos” para convencerse, todos ellos en la Sección Cuarta Modalidades especiales de contratación Artículo 60: “No se concederá derecho alguno sobre las reservas petroleras, por lo cual los proveedores o contratistas no podrán registrarlas como activos propios y la Nación las registrará como parte de su patrimonio (...) Las remuneraciones que en dichos contratos se establezcan serán siempre en efectivo, por lo que en ningún caso podrá pactarse como pago por los servicios que se presten o las obras que se ejecuten, un porcentaje de la producción o del valor de las ventas de los hidrocarburos ni de sus derivados o de las utilidades de la entidad contratante, observando para dicho efecto lo dispuesto en el artículo siguiente (...) No se suscribirán contratos que contemplen esquemas de producción compartida ni asociaciones en las áreas exclusivas y estratégicas a cargo de la Nación señaladas en el artículo 3o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo”.

de gas y petróleo”, escrito conjuntamente con Miguel Ángel González Félix y publicado en 2008 por el Consejo Mexicano de Asuntos Internacionales.

²⁸ Fabio Barbosa planteó ese punto con toda claridad en su participación en el Foro de Debate Sobre la Reforma Energética, en la sesión dedicada a los yacimientos transfronterizos (5 de junio de 2008): “En el caso de México, para que pudiera llegarse a un acuerdo de unificación, con Cuba o con los Estados Unidos, sería necesario modificar el Artículo 27 Constitucional”.

4. ENFOQUES COOPERATIVOS CON MÚLTIPLES SOCIOS; ARTICULACIÓN DE INTERESES PÚBLICOS Y PRIVADOS²⁹

Una de las características de las reformas petroleras en el mundo es que se plantan con claridad frente a las realidades de la industria, tomando en cuenta a sus principales actores, al papel que desempeña cada uno y al tipo de relaciones que se establecen entre ellos. Entre esos actores destacan las compañías petroleras privadas y públicas, así como las nuevas relaciones que establecen con determinados actores, las cuales tienen un papel decisivo en el cambio tecnológico. Las razones históricas, referidas a los procedimientos y acciones de las compañías petroleras internacionales (a las cuales nos referiremos en lo que sigue por sus siglas en inglés IOCs) hasta el momento de la nacionalización no bastan para explicar las dificultades para establecer un nuevo tipo de relaciones con ellas. Otros países en los cuales también han actuado las compañías con comportamientos similares, han logrado redefinir las reglas del juego, teniendo presentes sus intereses nacionales (Argelia, Venezuela, Malasia, etc.). PEMEX no puede relacionarse siquiera con otras empresas públicas petroleras o Compañías Petroleras Nacionales (a las cuales nos referiremos en lo que sigue por sus siglas en inglés NOCs) que sí se ubican con claridad en el marco del funcionamiento de la industria petrolera internacional, de sus procedimientos y de sus reglas.

Pemex no puede asociarse, en efecto, con compañías internacionales privadas ni tampoco con empresas como Petrobras, según el tipo de contratación usual en la industria internacional (*production sharing agreements o risk service contracts*, por ejemplo). Se sostiene que las tecnologías se compran en el mercado con proveedores especializados y se pagan en efectivo, sin necesidad de compartir recursos o rentas. Tal posición desconoce realidades: aún si la tecnología pudiera ser adquirida de fuentes externas se requiere *know-how* especializado para ser apropiada, adaptada y usada de manera efectiva. De manera particular en aguas profundas no se trata solamente de comprar maquinaria y equipos diversos: conocimientos especializados son necesarios incluso para seleccionar tecnologías y equipos y emplearlos en las mejores condiciones para de manera simultánea avanzar en el desarrollo de conocimientos propios.

En proyectos de elevada sofisticación tecnológica, como los que se realizan en aguas profundas, el conocimiento y su administración son activos que se desarrollan en las compañías petroleras privadas o públicas a lo largo de varios años. En ese tipo de proyectos, muy avanzados tecnoló-

²⁹ Aprovecho aquí elementos de mis artículos: “Las NOCs: generación y administración del conocimiento petrolero”, *Energía a Debate*, Año 5, tomo V, No. 25, marzo 2008 y “Desarrollo en aguas profundas”, periódico *Reforma*, 25 de abril 2008.

gicamente, existe know-how especializado, el cual es considerado como un activo específico, de carácter estratégico, administrado dentro de las compañías petroleras. En ese plano no todo se compra y se vende en mercados bien establecidos. Las compañías tratan el conocimiento como un activo valioso, lo administran de manera sistemática y no lo comparten bajo cualquier condición.

Eso lo han entendido algunas NOCs que no se limitan a administrar un acceso exclusivo y privilegiado con los recursos existentes en el territorio de su país. Esas empresas compiten con las compañías internacionales, pero también se asocian con ellas, en particular cuando se trata de perforación en aguas profundas. Buscan asociarse y compartir riesgos, tecnologías y financiamientos. Precisamente, nuevas empresas públicas petroleras se ven a sí mismas ahora como entidades creadoras de conocimiento, como organizaciones capaces de desarrollar conocimientos para explotar sus recursos y de utilizarlos como fuente principal de ventajas competitivas. En este sentido, su razón de ser es la capacidad de crear conocimiento de manera continua.³⁰ En América Latina el ejemplo más cercano es sin duda Petrobras. La gestión de conocimiento, la formación del capital humano, el entrenamiento continuo, la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías se han convertido en actividades centrales de esa empresa pública.

En el plano internacional se constata que algunas NOCs, innovadoras y capaces de adaptarse a las nuevas circunstancias de la industria internacional, cooperan entre sí y con determinadas IOCs, en particular, en campos petroleros de difícil acceso. De hecho, poder acceder a las mejores tecnologías para exploración, desarrollo y producción se ha convertido para varias NOCs en uno de los motivos para entrar en acuerdos con las compañías internacionales. Los ejemplos abundan: el desarrollo de una capacidad tecnológica en exploración de petróleo *offshore* de CNOOC (China) se debe a cooperación con IOCs. Cuando Noruega descubrió petróleo en el Mar del Norte no era capaz tecnológicamente de explotar depósitos *offshore*; por ello implementó diversas medidas para promover la transferencia de tecnología de las IOCs a sus propias empresas. Otro rasgo que caracteriza a las nuevas NOCs es que también contratan directamente a compañías de servicios, o compañías parapetroleras, y pueden incrementar de esa manera su independencia tecnológica, incluso frente a las IOCs.

En relación con lo anteriormente expuesto, desde algunas posiciones se plantean en México propuestas que pueden calificarse de voluntaristas

³⁰ NONAKA I., Toyama R. and Nagata A. (2000), "A firm as a knowledge-creating entity: a new perspective on the theory of the firm", *Industrial and Corporate Change*, 9: pp. 1-20.

y poco informadas sobre las maneras y los ritmos como ha tenido lugar el progreso técnico en las industrias energéticas. Si se le dejan más recursos a PEMEX y al IMP —se dice— no habrá problema para que en unos cuantos años se recupere el retraso y nos encontremos en la punta del desarrollo científico y tecnológico. En visiones de este tipo se hace patente también cierto atraso en cuanto a la comprensión de las modalidades y formas de organización que están a la base del desarrollo tecnológico hoy en día. Ya no se lleva a cabo solamente con base en empresas energéticas integradas con el auxilio de un brazo tecnológico, según el modelo PEMEX-IMP.

En la industria petrolera internacional se han llevado a cabo importantes esfuerzos de innovación, sobre todo a lo largo del último cuarto de siglo, orientados, sobre todo, a las actividades de exploración y de producción, para valorizar zonas ya demasiado explotadas y para desarrollar actividades en profundidades marítimas jamás alcanzadas anteriormente. El cambio tecnológico que ha resultado de esos esfuerzos ha estado relacionado estrechamente con las transformaciones e innovaciones organizacionales que se efectuaron en forma paralela en esa industria. Esas transformaciones incidieron en la racionalización de las actividades de las compañías petroleras y también en una reorganización de sus relaciones con otros actores que desempeñan ahora un papel importante en la creación y desarrollo de nuevas tecnologías. Algunos de ellos son los proveedores de equipos, las compañías de servicios y las firmas de ingeniería, en el marco de un nuevo modelo en el que la investigación y otras actividades de innovación ya no se desarrolla preponderantemente dentro de las empresas energéticas, sino dentro de redes tecno-económicas.

La utilización de nuevas tecnologías favoreció actividades de exploración más eficaces, al disminuir el riesgo geológico e incrementar la probabilidad de descubrimiento de nuevas reservas (sísmica 3D). Esa utilización de nuevas tecnologías también favoreció un crecimiento de las reservas recuperables y una mejora de la productividad y de las tasas de recuperación en las actividades de producción (perforaciones dirigidas, perforación horizontal).

Los desarrollos tecnológicos en las actividades *offshore*, así como sus dificultades conforme el desarrollo de los campos se ha vuelto más complicado, han requerido mayores recursos y han tenido como consecuencia cambios en las políticas y en los comportamientos de los principales actores participantes: nuevas medidas fiscales, nuevas estrategias y desempeños de las compañías, cambios en la organización industrial. En el caso de países en los que ha predominado una empresa pública, como ha quedado claro en los casos de Noruega y de Brasil, ya no pueden asumir solas todos los esfuerzos necesarios, sin proceder a cambios estructurales para adaptar la organización de su industria petrolera a las nuevas condiciones y retos.

5. LA NECESIDAD DE CAMBIOS EN EL “MODO MEXICANO DE ORGANIZACIÓN PETROLERA” (MMOP):³¹ ACCESO A LOS RECURSOS Y DESARROLLO Y ADMINISTRACIÓN DEL CONOCIMIENTO

En el curso de su historia, desde la nacionalización, Pemex ha reunido importantes capacidades productivas, técnicas y de gestión. Durante décadas fue capaz de seguir el ritmo de expansión de un mercado interno particularmente dinámico. Entre 1977 y 1981, logró situar a México entre los principales productores y exportadores. Sin embargo, en particular durante el último cuarto de siglo, cuando fueron introducidas importantes innovaciones en la industria petrolera, paralelamente a la aceleración del progreso técnico en los campos de la informática, de las telecomunicaciones y de los nuevos materiales, Pemex ha acumulado retrasos tecnológicos no solamente en las actividades *upstream* sino también en otras fases de la industria como la refinación.

En este punto, es necesario oír a especialistas que conocen a fondo la situación en la cual se encuentra la industria petrolera mexicana, desde el punto de vista del desarrollo científico y tecnológico.

El Dr. Pablo Mulás del Pozo dice en uno de sus trabajos recientes:³² “Si bien existen tres institutos de apoyo tecnológico a los sub-sectores de hidrocarburos y electricidad, una gran parte de sus actividades no se relacionan con desarrollo tecnológico; la mayor parte se dedica a servicios (...). Las actividades de desarrollo que se realizan están orientadas sobre todo a la mejora incremental, es decir a mejorar los procesos o productos actuales. Las actividades de desarrollo orientadas a la innovación radical, es decir a nuevos procesos o productos que reemplazarían a los ahora utilizados, existen pero son mínimas (...) en el mejor de los casos, México podrá aspirar a un rol de seguidor tecnológico en el área energética y será muy improbable que logre mostrar liderazgo en algún tema específico (...) En estas condiciones, lo que conviene hacer es buscar alianzas y participar con otros grupos en el exterior para asegurar que se disponga de expertos mexicanos bien informados de las nuevas tecnologías, con el fin de que, en el futuro, la transferencia de la tecnología proveniente del exterior se realice en forma inteligente”.

³¹ Para un estudio de la formación y componentes básicos del Modelo Mexicano de Organización Petrolera, véase de Ángel de la Vega Navarro: “*La evolución del componente petrolero en el desarrollo y la transición de México*, Programa Universitario de Energía, UNAM, 1999, 377 p. + anexo estadístico.

³² “Diversificación energética y preservación del ambiente: opciones de cooperación internacional”, inédito, 2008.

David Ibarra, dentro del Foro que se llevó a cabo en el Senado de la República afirmó: “El debilitamiento financiero de PEMEX ha llegado al extremo de trasminarse y limitar sus capacidades tecnológicas de diseño, preparación y administración de proyectos de inversión. En esto hay acuerdo. Y también se nos dice en el diagnóstico que el 100% del levantamiento de la información sísmica tridimensional se encarga a terceros. Y lo mismo ocurre con dos terceras partes de los programas de perforación de PEMEX” (Pemex en la Reforma Energética, 13 de mayo de 2008).

Salvador Ortuño Arzate:³³ “Pemex no es un seguidor fuerte de tecnología, como en alguna ocasión se ha mencionado, sino simplemente un comprador compulsivo de herramientas tecnológicas y estudios. Ello no posibilita la transferencia tecnológica hacia la industria petrolera, pues contrata sólo compañías de servicio para trabajos operativos de muy alto costo”.

En lo que respecta específicamente a las posibilidades en aguas profundas, Néstor Martínez Romero³⁴ planteó: “Debido a lo anteriormente expuesto, PEMEX actualmente, no cuenta con la experiencia necesaria para la explotación de yacimientos en aguas profundas, ni con los recursos financieros que se requieren, ni con la normatividad legal que permita ejecutar los proyectos en forma eficiente. México no ha invertido lo suficiente en investigación científica y tecnológica para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas y en el corto plazo deberá adquirir la tecnología de los mercados internacionales”.

Las consideraciones anteriores deben ser tomadas en cuenta. Pemex fue un agente central de la modernización en nuestro país, pero diferentes políticas, acciones, formas de organización y de gestión lo han convertido en un ente público atrasado desde el punto de vista tecnológico, organizacional y regulatorio. Salir de esa situación no será sencillo ni inmediato. Instituciones y organismos públicos (Pemex, IMP, etc.) tienen indudablemente un papel y responsabilidades en la definición de mecanismos para la generación y administración del conocimiento que lleve a cierta autonomía tecnológica, por lo menos en algunos campos. Para ello, deben establecer nuevas interacciones con actores de naturaleza institucional diversa: centros de investigación y enseñanza superior, proveedores, redes de organizaciones, instituciones financieras, etc.

Mientras se definen en México estrategias y acciones de largo alcance, es preciso acelerar la generación y administración de conocimientos mediante acuerdos de cooperación tecnológica con compañías petroleras. Debe tenerse presente, sin embargo, que Pemex enfrenta dificultades en el

³³ “Tecnología Petrolera en México: ¿Suficiencia o Dependencia?”, *Energía a Debate*, febrero 2005.

³⁴ Participación en el Foro de Debate Sobre la Reforma Energética, en la sesión dedicada a los yacimientos transfronterizos (5 de junio de 2008).

actual marco legal, incluso para establecer asociaciones estratégicas con empresas públicas petroleras como Petrobrás en proyectos de E&P que vayan más allá de cierto tipo de intercambios de información y algunos programas de formación. Esto lo ha dejado claro Petrobras en sus contactos con Pemex.

Las nuevas NOCs se adaptan a entornos competitivos y a las modalidades de cooperación y asociación que predominan actualmente en la industria petrolera internacional, de manera particular cuando se trata de proyectos de gran envergadura tecnológica.

En el contexto actual, Pemex podría aprender de esas experiencias, así como también de aquellas instituciones que tienen ingerencia sobre el destino de un sector tan importante como el energético. En ese sentido, en el plano del conocimiento y del desarrollo tecnológico, los resultados de las reformas votadas y promulgadas recientemente (28 de octubre 2008) son insuficientes. Por un lado se mantiene un acceso exclusivo y privilegiado a los recursos del subsuelo para una empresa pública que tiene múltiples carencias y atrasos y a la que se le impide innovar en sus formas de asociación con actores que le permitirían iniciar un proceso para subsanarlas, como ha sucedido en otros países (Noruega) y se espera suceda en otros (Cuba). Por otro lado, el tema del conocimiento y del desarrollo tecnológico no es mencionado como un asunto central ni, en consecuencia, se hacen planteamientos que pudieran darle un nuevo dinamismo al “modelo mexicano de organización petrolera” que se ha decidido mantener en sus elementos básicos.

Es probable, precisamente, que sean incompatibles esos dos objetivos: dinamizar una determinada forma de organización cuando se mantienen sus elementos básicos, de manera particular el monopolio legal sobre el acceso a los recursos energéticos. Reformas recientes harán que se dirijan más recursos financieros a la investigación y desarrollo tecnológico:³⁵ se trata de un paso importante pero no basta, se requiere además un nuevo marco institucional adecuado para un desarrollo tecnológico de largo plazo. En México no se ha asumido aún la urgencia y necesidades de un verdadero cambio institucional en la industria petrolera.

³⁵ La reforma y adiciones a la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos establece que se destinará progresivamente un 0.65% de las ventas de Pemex —a partir de un 0.15% en 2008— a fondos y programas ubicados en el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología. Desde este año podrán así iniciarse proyectos que conduzcan a innovaciones en de exploración y explotación, refinación de hidrocarburos pesados y desarrollo de tecnologías energéticas sustentables. Se podrá destinar también recursos a la formación recursos humanos especializados para llevar a cabo en mejores condiciones la adopción y desarrollo de nuevas tecnologías. Con los cambios en el Consejo de Administración de PEMEX se espera que se promueva una mejor vinculación con instituciones de investigación y desarrollo tecnológico así como con proveedores y empresas de base tecnológica.

**DESAGREGACIÓN DE PROPIEDAD
Y DUDAS DE CONSTITUCIONALIDAD:
Algo más que un debate típicamente alemán**



**Johann-Christian Pielow
Eckart Ehlers LL.M., Bochum
[Alemania]**

Doctor en Derecho. Catedrático de Derecho Público en la Universidad de Bochum, Alemania. Director del Instituto de Derecho de Minería y Energía de la Ruhr Universität. LL.M. (Master of Laws) por la Universidad de Bochum, Alemania. Doctorando en la Universiteit van Tilburg en Holanda.

Resumen

La Comisión Europea estima que el progreso alcanzado hasta el momento en la creación de un mercado interior de la energía no ha sido suficiente. Se percibe que uno de los mayores obstáculos es el “conflicto sistémico de interés inherente a la integración vertical de las actividades de suministro y de red”, a saber la preferencia por las empresas integradas dentro del mismo grupo de una parte, y la falta de voluntad para invertir por miedo a una mayor competencia, por otra. Para asegurar que los incentivos para el propietario y/o operador de las redes no queden distorsionados por los intereses de empresas de suministro pertenecientes al mismo grupo, la Comisión considera necesario reforzar con decisión el actual nivel de desagregación (de las redes). Desde que se publicaron los planes de la Comisión, algunos economistas han formulado importantes reservas frente a la desagregación de propiedad. Una de las mayores preocupaciones es la existencia de las suficientes garantías para las muy necesarias inversiones en mantenimiento y extensión de las redes o, en otras palabras, en la seguridad del abastecimiento de energía en general y en la seguridad de las redes en particular. Otra cuestión, es la de si las obligaciones establecidas por la regulación para reducir los costes, podrán alguna vez permitir que se encuentren operadores independientes de las redes o compradores voluntarios de redes de gas y electricidad. Más aún, se han formulado abundantes críticas por parte de la doctrina jurídica, sobre las que tendremos que ocuparnos a continuación.

Abstract

The European Comisión deems that the progress made so far in the creation of an internal energy market is not sufficient. It is perceived that the greatest conflict concerns a systemic conflict of interest inherent to the vertical integration of supply and grid activities; this being the preference for integrated industries of the same group, on the one hand, and the lack of investment for the fear of greater competition, on the other. To ensure that the incentives of the owner and operator of the grid are not distorted by the generation companies belonging to the same group, the Commission deems necessary to firmly strengthen the unbundling of the grids. From the moment the Commission's reports were issued, some economists have expressed their skepticism regarding the unbundling of property rights. One of the key concerns is the existence of sufficient guarantees for the crucial investments for maintenance and extension of the grids; or, in other words, in the security of electric energy supply in general or in the security of the electric grids in particular. Another issue is whether the obligations established in the regulation to reduce costs shall allow the presence of independent grid operators or voluntary buyers in the gas and electric grids. Moreover, abundant legal criticism has been made on this matters, which shall be addressed in this chapter.

I. Introducción¹

La Comisión Europea estima que el progreso alcanzado hasta el momento en la creación de un mercado interior de la energía no ha sido suficiente. Conforme a la Comunicación “Perspectivas del mercado interior del gas y la electricidad”,² el Informe final de la denominada investigación sectorial³ y la Comunicación “Una política energética para Europa”,⁴ los tres publicados el 10 de enero de 2007; no está aún suficientemente garantizado el acceso no discriminatorio a las redes de electricidad y gas, como requisito previo para una competencia efectiva en las redes de energía. Se percibe que uno de los mayores obstáculos es el “conflicto sistémico de interés inherente a la integración vertical de las actividades de suministro y de red”,⁵ a saber la preferencia por las empresas integradas dentro del mismo grupo de una parte, y la falta de voluntad para invertir por miedo a una mayor competencia, por otra. Para asegurar que los incentivos para el propietario y/o operador de las redes no queden distorsionados por los intereses de empresas de suministro pertenecientes al mismo grupo, la Comisión considera “necesario reforzar con decisión el actual nivel inadecuado de desagregación (de las redes).”⁶ Como ideal, se pretende la completa separación de la propiedad de las redes, con lo que se reemplazaría la desagregación meramente legal, operacional y contable, actualmente en vigor,⁷ mediante la introducción de una plena separación

¹ Ambos autores participan en el Proyecto de Investigación UNECOM “Unbundling of Energy Companies: Will it be worth it?” (www.unecom.de). Los autores agradecen la colaboración del Dr. Thorsten Finger. La traducción es de F.B. Lopez-Jurado.

² COM(2006) 841 final, 10.1.2007.

³ Ver, Comunicación “Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1/2003 en los sectores europeos del gas y la electricidad (Informe final)” 10.1.2007 (COM[2006] 851 final), en especial los números 51 y siguientes. Ver también las observaciones del Director General de la Competencia, *Philip Lowe* y de los coautores de la publicación de la Comisión Europea (*Pukinskaitė/Webster/Lindberg*), Competition Policy Newsletter, Primavera 2007, Issue 1, pp. 23 y ss.

⁴ COM(2007) 1 final.

⁵ Ver, Informe final, citado en nota 2, n. 52 y 53.

⁶ *Ibid.*, n. 54 (paréntesis añadido).

⁷ Ver, artículos 10, 12, 15 y siguientes, 18 y siguientes, de la Directiva Eléctrica

de la propiedad de las compañías que realizan la operación de las redes, respecto de las empresas de suministro verticalmente integradas. Pretendidamente disponibles gracias a la situación de algunos Estados miembros en los que la separación de propiedad lleva siendo aplicada desde hace tiempo,⁸ “las pruebas de índole económica demuestran que la plena desagregación de la propiedad es el modo más eficaz de garantizar la posibilidad de elección de los usuarios de la energía y de fomentar la inversión.”⁹

De todas formas, desde que se publicaron los planes de la Comisión, algunos economistas han formulado importantes reservas frente a la desagregación de propiedad.¹⁰ Una de las mayores preocupaciones es la existencia de las suficientes garantías para las muy necesarias inversiones en mantenimiento y extensión de las redes o, en otras palabras, en la seguridad del abastecimiento de energía en general y en la seguridad de las redes en particular. Otra cuestión, en este contexto, es la de si las obligaciones establecidas por la regulación para reducir los costes, podrán alguna vez permitir que se encuentren operadores independientes de las redes o compradores voluntarios de redes de gas y electricidad.¹¹ Más aún, se han formulado abundantes críticas por parte de la doctrina jurídica,¹² sobre las que tendremos que ocuparnos a continuación.

2003/54/CE y artículos 9 y siguientes, 13 y siguientes, 15, 16 y siguientes de la Directiva de Gas 2003/55/CE, así como el artículo 6 y siguientes de la Ley de Industria Energética alemana (EnWG).

⁸ Sobre todo Inglaterra y Gales. Lowe et al., citado en nota , también citan Países Bajos, Portugal, Eslovenia, España, República Checa, Dinamarca, Finlandia, Lituania, Rumanía, Eslovaquia y Suecia.

⁹ Ver, Informe final, citado en nota 2, n. 55.

¹⁰ Ver, por ejemplo, G. Brunekreeft, y E. Ehlers, ‘Does Ownership Unbundling of the Distribution Networks Distort the Development of Distributed Generation?’, TILEC Report, Tilburg University, December 2005, Brunekreeft /Ehlers, ‘Ownership Unbundling of Electricity Networks and Distributed Generation’, 1 (2006) *CRNI* 63.

¹¹ A este respecto, en particular, C. Kempfert, *Frankfurter Allgemeine Zeitung* (F.A.Z.), ‘Die Entflechtung ist kein Allheilmittel’, 19.9.2007.

¹² Recientemente, U. Büdenbender, P. Rosin, ‘Pro und Contra Ownership Unbundling in der Energiewirtschaft’, (2007) *ET* 20 y ss; la desagregación de propiedad, de todas formas, también está recibiendo apoyos, ver S. Haslinger, ‘Grundrechtsverletzung durch ownership unbundling’, (2007) *WuW* pp. 343 y ss, y W. Möschel, *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, ‘Entflechtungen in der Stromwirtschaft’, 7.7.2007, p. 15; aunque moderando ese apoyo en *Frankfurter Allgemeine Zeitung* (F.A.Z.), ‘Die Entflechtung ist kein Allheilmittel’, 19.9.07. Ver también C. Kahle, ‘Die Eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling) der Energieversorgungsnetze aus europarechtlicher und verfassungsrechtlicher Sicht’, (2007) *Recht der Energiewirtschaft* (RdE), p. 293 y ss; S. Storr, ‘Die Vorschläge der EU-Kommission zur Verschärfung der Unbundling-Vorschriften im Energiesektor’, (2007) *Europäische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht* (EuZW), pp. 232 y ss.

La Comisión no parece estar impresionada. Ni las críticas, ni la resistencia política del Consejo de Ministros,¹³ han evitado que presentara, el 19 de septiembre de 2007, un borrador de paquete con una nueva tercera generación de legislación para la promoción y ulterior liberalización de los mercados energéticos en Europa. Estas propuestas están pensadas para ajustar la legislación actual,¹⁴ especialmente las Directivas sobre mercado interior, la Directiva 2003/54/CE (sobre electricidad) y la 2003/55/CE (sobre el gas), las cuales excluyen explícitamente cualquier obligación de desagregación de la propiedad.¹⁵ Bajo el rompedor rótulo de “Dar energía a Europa: un *verdadero* mercado con un abastecimiento seguro”¹⁶ se promueve la desagregación de la propiedad de las redes de electricidad y gas de modo que “ninguna compañía de suministro o producción que opere en algún lugar de la UE puede ser propietaria u operar una red de transporte en ningún Estado miembro de la UE”.¹⁷ Como segunda posible opción, la Comisión anuncia un modelo de Operador del Sistema Independiente (ISO), conforme al cual “las compañías verticalmente integradas (...) mantienen la propiedad de sus activos en redes, para lo cual es necesario que la red de transporte sea gestionada por un operador del sistema independiente —una empresa o entidad completamente separada de la compañía verticalmente integrada— que lleva a cabo todas las funciones del operador de la red.”¹⁸

II. LAS OPCIONES DE DESAGREGACIÓN

Antes de analizar las cuestiones jurídicas que plantea la separación de propiedad, describiremos con mayor detalle las opciones contenidas en las propuestas de la Comisión.

1. La opción preferida: la (plena) desagregación de la propiedad

Como ya se ha mencionado, la Comisión Europea favorece la completa desagregación de propiedad de los operadores de sistemas de transpor-

¹³ El Consejo de Ministros de Energía capitaneado por Francia y algunos Estados miembros de menor población rechazó la imposición, por el momento, de la desagregación de propiedad. Ver, Financial Times, ‘Power unbundling plan dropped’, 15.2.2007, y ‘Brussels power proposals opposed’, 6.6.2007.

¹⁴ Otros cambios afectan al Reglamento CE 1228/2003 y al Reglamento CE 1775/2005.

¹⁵ Ver artículo 15(1) 2ª frase de la Directiva Eléctrica 2003/54/CE y artículo 13(2) 1ª frase de la Directiva de Gas 2003/55/CE.

¹⁶ Ver nota de prensa de 19.9.2007 (IP/07/1361); la cursiva es añadida.

¹⁷ Explanatory Memorandum sobre las nuevas propuestas, p. 7.

¹⁸ *Ibid.*, p. 5.

te de electricidad y gas. Por consiguiente, la propiedad de los activos de transporte deberá ser transferida a terceros completamente independientes, los cuales por su parte deberán operar, exclusivamente, en redes. En otras palabras, de lo que se trata es de la separación de todas las funciones inherentes a la red respecto de otras actividades desarrolladas por empresas de suministro de energía; quedando prohibido el ejercicio de influencia de cualquier clase sobre la operación de las redes por parte de la empresa de suministro previamente integrada. Las compañías de suministro y generación no podrán, en adelante, ejercer ningún control, ni directo ni indirecto, sobre los operadores de las redes independientes.¹⁹ Parece que las nuevas propuestas van incluso más allá, exigiendo a las empresas de suministro y producción que no sean propietarias de redes de transporte en ningún lugar de la Unión Europea,²⁰ y viceversa impidiendo impidiendo a los titulares de redes ejercer en las otras fases.

Los Estados miembros no se verán obligados a privatizar las empresas *públicas* de suministro de energía. Esta previsión se encamina a apaciguar ciertas inquietudes, especialmente francesas (EdF y GdF/Suez) y alemanas (con sus aproximadamente 900 empresas municipales, las denominadas “Stadtwerke”). Se permite que las actividades de suministro y operación de la red estén en mano pública siempre que “cualquier entidad pública o el Estado pueda transferir las facultades (de control) a otra persona jurídica de titularidad pública o privada. El Estado miembro en cuestión debe demostrar, en la práctica, que los resultados son verdaderamente efectivos y que las compañías que operan están enteramente separadas unas de otras (...).”²¹ Esto apunta a una separación suficiente de tipo estructural —y no necesariamente de propiedad— allá donde las redes y el suministro estén, de ese modo, transferidas a distintos ministerios o una de las dos actividades pase de las empresas municipales a “otra” mano pública, por ejemplo, a las autoridades regionales.²²

2. La segunda opción: gestor de red independiente (ISO)

De forma alternativa, la Comisión propone la introducción del llamado gestor u operador del sistema independiente, para el caso en que no

¹⁹ Las nuevas propuestas se refieren a “control” tal y como se emplea el término en el artículo 3(2) del Reglamento sobre control de concentraciones el Reglamento CE 139/2004 de 20 de enero de 2004.

²⁰ Ver, también, p. 7 del Memorandum sobre las nuevas propuestas.

²¹ P. 6 del Memorandum de nuevas propuestas.

²² Ver p. 6 del Memorandum de nuevas propuestas. De donde, por ejemplo, la compañía alemana de suministro de energía EnBW, clasificada como empresa municipal, debiera en consecuencia transmitir una de las dos actividades que realiza, por ejemplo, al Land de Baden-Württemberg.

sea posible la desagregación de propiedad. De ese modo los actuales propietarios de las redes de transporte conservarían su titularidad. También aquí, de todas formas, a las compañías de producción y suministro de energía no les estará permitido ser titulares de acciones con las que ejercer control sobre el gestor de la red independiente (ISO).²³ El operador de la red será el punto de contacto con los usuarios de la red, siendo el único responsables de su operación y despacho. Lo que es más importante, decidirá sobre el mantenimiento, la extensión y la inversión en la red en general.²⁴

El modelo para este concepto de ISO parece ser el sector eléctrico escocés y los *British Transmission and Trading Arrangements* (BETTA).²⁵ De modo resumido, el operador del sistema nacional del transporte, la National Grid, y los dos propietarios escoceses de sistemas de transporte, que están integrados verticalmente, están regulados por OFGEM. Ambos propietarios de las redes han transferido *voluntariamente* todos los activos necesarios para la operación de la red escocesa de transporte a National Grid.²⁶ El operador del sistema de transporte puede ordenar a los propietarios de la red cualquier cosa que necesite para su operación; en principio, también, la extensión de la red. Los propietarios facturan al operador los costes en que incurran conforme a una metodología de cuantificación aprobada por OFGEM. Un Código llamado *Transmission Owner/System Operator Code*, regula las relaciones entre esas tres compañías.

Los términos exactos de un modelo similar de ISO obligatorio a nivel europeo debieran clarificar de qué modo y en qué medida ha de hacerse efectivo, en el sentido de qué fórmula jurídica pudiera utilizarse de entre las previstas en las leyes de los Estados miembros (arrendamiento de servicios, contrato de leasing, u otras), lo cual pudiera hacer necesario ajustar la regulación mercantil de algunos Estados miembros.

Desde un punto de vista comparado, resulta también interesante, en este contexto, prestar atención a la evolución en los Países Bajos. Allí de-

²³ Las propuestas prohíben a quienes controlen actividades de suministro de energía (incluyendo la titularidad de las redes), que sean al mismo tiempo operadores del sistema de transporte, conforme al artículo 1(8) n. 2 a) de la propuesta de modificación de la Directiva eléctrica. Por otra parte parece que una minoría en el capital social en ambos tipos de actividades es admisible en la medida en que no suponga control ni capacidad de bloqueo de decisiones (ver la p. 6 del memorandum que acompaña a las propuestas).

²⁴ Es lo que se ha dado en llamar ISO “profundo” tal y como lo establece el artículo 1(8) n. 5 de las dos propuestas de Directivas tanto de gas como de electricidad. Este término fue usado, por ejemplo por H. Schmitt von Sydow, Director de la DG TREN, en su discurso al 36º Congreso anual de Derecho de la Energía organizado por el Instituto de Derecho de la Energía en la Universidad de Colonia el 16 November 2007.

²⁵ Ver el Financial Times de 20.11.06, ‘Barroso warns on EU energy dominance’.

²⁶ La Ley prevé explícitamente la expropiación de activos.

ben implantarse, para el año 2011,²⁷ gestores de las redes de distribución de electricidad y gas separados de las compañías de suministro de energía verticalmente integradas, las cuales son titularidad exclusiva de los municipios (fuera de una participación menor en el accionariado del inversor australiano Macquarie). Estos nuevos gestores de los sistemas de distribución dependerán directamente de los municipios propietarios de los holdings de suministro de energía resultantes.²⁸ Los operadores ostentan la llamada “titularidad” económica (*economisch eigendom*) de las redes. Conforme a la explicación que se da en Holanda al sistema, esto significa que los operadores no sólo operarán las redes de distribución sin interferencia de sus propietarios legales, sino que también recibirán los beneficios y serán los únicos responsables, incluso, por la pérdida total de las redes. Como resultado de esto, la titularidad legal de la red puede permanecer en manos de la empresa de suministro de energía verticalmente integrada.²⁹

Volviendo a las propuestas de la Comisión, incluso la segunda mejor solución de introducir gestores de red independientes (ISOs) requerirá que no se permita la operación de las redes a los propietarios verticalmente integrados de los países donde el modelo ISO ha sido introducido; ni en su país, ni en ningún otro lugar de la UE. En la medida en que estas empresas tienen por objeto la realización de actividades de producción y suministro, no les estará tampoco permitido ser propietarios ni realizar actividades de operación de las redes en otros Estados miembros en los que se haya hecho efectiva, en vez del sistema ISO, una completa desagregación de propiedad.³⁰ De modo similar a la opción preferente de la desagregación de propiedad, esto significa que las actuales actividades de ges-

²⁷ Las redes de transporte de 110 kV y superiores ya son operadas por el operador del sistema de transporte, el compañía estatal TenneT.

²⁸ Después de la separación les quedarán sólo la producción, comercialización y otras actividades de suministro a realizar en régimen de competencia.

²⁹ Puede verse, también, el Memorandum de explicación *Memorie van Toelichting*, ‘Wijziging van de Electriciteitswet 1998 en van de Gaswet in verband met nadere regels omtrent een onafhankelijk netbeheer’, Kamerstuk 2004-2005, 30212, nr. 3, Tweede Kamer, S. 44-5, 65-67, accesible en www.overheid.nl.

³⁰ Aunque los considerando 10 y 11 de las propuestas se refieren sólo a los operadores del sistema, los artículos 1(4) n. 1 y 2 (el sustituido artículo 8(1) and (2)) y el artículo 1(8) n. 2(a) (introduciendo un artículo 10(2)(a) un artículo 10a) de la propuesta de modificación de la Directiva eléctrica en conjunción con la p. 7 párrafo 1º del memorandum de explicación de las propuestas, por ejemplo, pueden ser interpretados de esa forma. Cuando menos la literalidad del borrador de Directivas es ambiguo a este respecto. Esta conclusión parece estar también apoyada por la referencia de las propuestas al alcance del control en toda la UE (ver la nota 18).

ción de la red deberán ser vendidas o viceversa que deban ser vendidas las actividades de producción y suministro.³¹

3. Opción especial: el fraccionamiento de las acciones

Las propuestas dan una alternativa explícita para hacer efectiva la plena desagregación de la propiedad, en la forma del llamado fraccionamiento de las acciones,³² que la Comisión ha introducido con el propósito de dar cabida a la postura de algunos Estados miembros y, en particular, de Alemania.³³ Esta opción establece que los actuales accionistas recibirán por cada acción que tengan en la compañía de suministro de energía verticalmente integrada, en su situación actual (por tanto, incluyendo las redes), dos acciones separadas: una de una compañía nueva y completamente independiente titular de las redes, y otra de la compañía restante titular de los activos de producción y/o suministro. De todas formas, es más que dudoso si, como la Comisión proclama, las acciones ganarán valor tras un fraccionamiento como el que se prevé.³⁴ Entre tanto, debe considerarse que el *credit rating* de la nueva compañía separada titular de las redes no tiene por qué necesariamente aumentar. Esto se debe a la incertidumbre en la regulación, especialmente en lo relativo a la tasa de amortización de nuevas inversiones y a que el *credit rating* de la restante compañía de suministro de energía antes verticalmente integrada es probable que se reduzca.³⁵

III. ¿TIENE COMPETENCIA EL LEGISLADOR EUROPEO?

Se analizan a continuación los problemas legales que surgen de los planes de reforma de la Comisión, primero desde la perspectiva de la competencia y, después, desde la perspectiva de los derechos fundamentales (apartado IV). Dar soluciones claras a esos problemas es, en este momento, prácticamente imposible, principalmente por el hecho de que las cosas aún están moviéndose y de que los resultados concretos del proceso

³¹ Este sería el caso, por ejemplo, de compañías como la alemana E.ON respecto de sus actividades en el Reino Unido.

³² Ver por ejemplo, la propuesta de modificación de la Directiva eléctrica 2003/54/EC, p. 5 y su considerando n. 11.

³³ Ver, W. Möschel, *Frankfurter Allgemeine Zeitung FAZ*, 10.01.07, 'Widerstand gegen EU-Vorschläge', y en un tono más moderado en *FAZ*, 19.09.07, 'Die Entflechtung ist kein Allheilmittel'.

³⁴ A este respecto, al menos el Comisario de Energía Sr. Piebalgs en *Handelsblatt*, 29.05.07, 'EU will Netz-Regulierung per Aktiensplitt'. Ver respecto de los problemas que esto implica el siguiente apartado III.

³⁵ Ver Baarsma/de Nooij, citado en nota above, p. 27.

legislativo en las instituciones europeas tardarán aún tiempo en ponerse sobre la mesa. Habida cuenta de que ya se han propuesto opiniones claramente divergentes sobre las opciones de desagregación anteriormente mencionadas, se puede afirmar, sin temor a equivocarnos, que la clarificación última del sistema sólo llegará de la mano del resultado de acciones legales ante los Tribunales. Por decirlo de forma positiva, el actual debate sobre la desagregación puede ser que contribuya a dar respuesta a cuestiones teóricas urgentes que se plantean tanto en el contexto del Derecho europeo como en el contexto de los Derechos constitucionales nacionales.

1. La falta de competencias específicas

Hasta el presente, el Tratado CE no contiene competencias específicas de la Unión Europea para tomar medidas en el área de la política energética, de modo muy distinto a lo que ocurre en otras áreas de políticas públicas como, por ejemplo, la agricultura y los transportes.³⁶ Consecuentemente, y de modo especial bajo el principio de limitación de poderes a los específicamente atribuidos a la Comunidad (principio de competencias de atribución) del artículo 5(1) CE,³⁷ desde los primeros pasos hacia la liberalización de los mercados de la energía en la UE ha sido controvertido si y con qué alcance las instituciones europeas pueden fundar su acción en este campo sobre las competencias generales del Tratado CE.³⁸ Debe atribuirse a la persistencia de la Comisión y al consentimiento de las mayorías en el Consejo Europeo y en el Parlamento Europeo el que hoy en día esté políticamente aceptado que el soporte de las medidas de política energética de la UE sea, también, la competencia de “armonización” del artículo 95 CE. El fallido Tratado Constitucional incorporaba por primera vez un título dedicado a la energía,³⁹ con extensas competencias para el legislador europeo en este ámbito.⁴⁰ Conforme a las conclusiones del Consejo Europeo de 21 y 22 de junio de 2007, estos poderes especiales debían incluir en el llamado “Tratado de Reforma”, firmado como Tratado de Lisboa durante la presidencia portuguesa.⁴¹

³⁶ El artículo 3(1) (u) CE se refiere sólo de forma general y programática a “medidas en el ámbito de la energía”, y no puede ser considerado como una competencia.

³⁷ Ver también la STJ C-376/98, ECR 2000, p. I-8419, n. 83 y ss. – *Tobacco Advertising Directive*.

³⁸ Ver, el temprano trabajo de Hüffer/Ipsen/Tettinger, *Die Transitrichtlinien für Gas und Elektrizität*, Bochumer Beiträge zum Berg- und Energierecht, vol. 14, 1991.

³⁹ Refiriendo las repetidas exigencias de la Comisión en ese sentido, Hancher in: Roggenkamp et al. (eds), *European Energy Law*, 2001, pp. 220 y ss. Ver también, *Rashbrooke*, (2004) 22 *Journal of Energy & Natural Resources Law* 373 (377).

⁴⁰ *Cfr.*, artículo III-256 del Tratado estableciendo una Constitución para Europa, firmado el 29.10.2004 (DO C 310/1).

⁴¹ Ver las conclusiones de la Presidencia alemana, Council Document 11177/1/07 REV

2. ¿La armonización de normas nacionales conforme al artículo 95 CE?

Por el momento, de todas formas, hasta la ratificación del nuevo Tratado, las medidas legislativas en materia de energía deberán seguir estando basadas, fundamentalmente, en la competencia del artículo 95 CE; siempre que uno quiera recurrir a la peculiar competencia del artículo 308 CE, que se supone opera como competencia de rescate o cajón de sastre para el caso de que no pueda disponerse de ningún otro título competencial.⁴² Los límites del artículo 95, de todas formas, han sido resaltados por la más reciente jurisprudencia del Tribunal de Justicia: las medidas de armonización requieren que, previamente, existan disposiciones nacionales que sean o puedan llegar a ser un obstáculo para el funcionamiento del mercado común. En este contexto, la aparición de ese obstáculo debe ser suficientemente probable; a la vez, los principios de subsidiariedad y de proporcionalidad suponen también una limitación adicional.⁴³

En este contexto, debe recordarse que sólo tres años después de la expiración del plazo de transposición de las Directivas Energéticas y poco después del plazo del 1 de julio de 2007 establecido para la introducción de la desagregación legal también para los gestores las redes de distribución, las medidas favorecedoras de la competencia que se introdujeron difícilmente han tenido tiempo de desplegar sus efectos. En Alemania, por ejemplo, después de haber transpuesto las Directivas con un año de retraso, en julio de 2005, las agencias regulatorias tanto federal (la *BNetzA*) como las de los *Länder*, que son responsables de la regulación previa del acceso a la red (el núcleo de la reforma), sólo han estado operativas a partir de esa fecha. Más aún, habida cuenta de la gran cantidad de redes tanto de gas como de electricidad existentes en Alemania que deben ser reguladas, llegar a conclusiones fiables sobre la eficiencia de la transposición

1, 20.7.2007, pp. 21, 22, n. 19 (m) y (q) (Annex 1 - IGC Mandate), modificando el artículo 100(1) CE (haciendo hincapié en el área de la energía en el contexto de las dificultades surgidas para el abastecimiento de ciertos productos), y añadiendo los fines de política energética de la Unión incluidos en el nuevo artículo 176a(1) CE (ya propuesto por el Tratado Constitucional), en el contexto del establecimiento y funcionamiento del mercado interior, de la promoción de interconexión entre redes de energía.

⁴² A este respecto es cuestionable si los gobiernos nacionales no tienen que obtener un mandato de sus parlamentos nacionales para proceder conforme a lo que establece el artículo 308CE. Da la impresión, después de todo, que la Convención Constitucional, cuando redactó el borrador de Capítulo sobre Energía, entendió equivocadamente que la mayoría de las medidas en el campo de la política energética habían estado basadas en el artículo 308 CE. Al menos así es como lo entiende *Rashbrooke*, en la anterior nota 409, p. 380, habiendo trabajado con la documentación oficial. Esto también da bastante luz sobre la ampliamente difundida incertidumbre que existe respecto de los poderes de la UE en el área de la política energética.

⁴³ Ver STJ citada en nota 37.

llevada a cabo en ese país requiere más tiempo, también respecto de los incentivos previstos en el artículo 21a de la Ley de la Industria Energética (EnWG).⁴⁴ De todas formas, durante el corto espacio de tiempo transcurrido desde la entrada en vigor de la última modificación de la citada Ley y con fundamento en sus artículos 21 y 23a EnWG, junto con las regulaciones referidas al acceso a la red; se ha alcanzado un considerable progreso y se han logrado apreciables rebajas en las tarifas de acceso a las redes.⁴⁵ Además, algunas experiencias como la de los Países Bajos enseñan que, con la regulación adecuada, dentro del marco regulatorio europeo, es posible impedir eficazmente gran parte de los subsidios cruzados, tantas veces denunciados, de las empresas de suministro energético integradas verticalmente y, en especial, los subsidios entre las operaciones de la red y el negocio de suministro.⁴⁶ Debe recordarse, en este contexto, que la prevención de los subsidios cruzados, que se entiende que ponen en desventaja a los competidores no titulares de redes de energía, fueron una de las principales razones para imponer una estricta desagregación tanto de gestión como jurídica a las compañías propietarias de redes.⁴⁷ De este modo, las conclusiones de la investigación sectorial,⁴⁸ que se refieren a la situación del mercado hasta 2005, deben ser puestas dentro de contexto. Es especialmente cuestionable que en el momento presente se pueda ya hablar de la existencia de obstáculos para el funcionamiento eficaz del mercado de la electricidad y el gas, que permanezcan a pesar de la aplicación de las Directivas de 2003 y que requieran mayor armonización de disposiciones nacionales conforme al artículo 95 CE. Esto es así, de modo importante, también puesto que por razones de proporcionalidad resulta ciertamente discutible si no debe esperarse y ver cómo se asientan las variadas medidas tomadas por los Estados miembros en la transposición de las últimas Directivas, antes de que su eficacia respecto de la competencia pueda ser evaluada con garantías.⁴⁹

Contra este fundamento, resulta en primer lugar cuestionable si ya en estos momentos, y como consecuencia del proceso de transposición de las Directivas energéticas de 2003, existe una suficientemente apreciable

⁴⁴ Lo cual excede lo exigido por las Directivas energéticas.

⁴⁵ Ver al respecto, por todos, *Bundesnetzagentur's Monitoring Report* (Monitoringbericht) de agosto 2006 (www.bundesnetzagentur.de/media/archive/7263.pdf).

⁴⁶ Ver el correspondiente informe, en particular p. 15, del regulador holandés de la energía DTe, disponible en www.ez.nl/dsc?c=getobject&s=obj&objectid=152033&!dsname=EZInternet&isapidir=/gvisapi/.

⁴⁷ Ver también el artículo 19(3), (4) y el artículo 23(1)(e) de la Directiva eléctrica de 2003; y los artículos 17(3), (4) y 25(1)(e) de la Directiva de gas de 2003.

⁴⁸ Citada en la nota n. 2, en particular n. 51 y ss.

⁴⁹ *Cfr.*, *Büdenbender/Rosin*, et 2007, citados en nota 21, con argumentación más detallada; ver también *Storr*, citado en nota , p. 237.

amenaza a la competencia que pueda llevar aparejado el efecto de dañar el mercado interior. Conforme a la jurisprudencia del Tribunal de Justicia, se requiere necesariamente que la amenaza sea “apreciable”, en el sentido de que no bastan con distorsiones menores a la competencia, con objeto de no hacer derivar la competencia del artículo 95 CE hacia una competencia comunitaria omnicompreensiva que sería contraria al principio de atribución por el que se limitan los poderes de la Comunidad a aquéllos específicamente conferidos (artículo 5(1) CE).⁵⁰

Más aún, aparece ciertamente cuestionable si la prescripción de una desagregación obligatoria de propiedad o un sistema de gestor u operador independiente, en los momentos actuales o en un futuro próximo, sea una medida necesaria y proporcionada. Para que así fuera, siempre y en todo caso, se requeriría, además de un daño verificable al mercado interior, pruebas de que la medida comunitaria no va más allá de lo que es necesario para alcanzar el objetivo propuesto.⁵¹ Además, una medida de armonización no se supone que exceda lo que es necesario para alcanzar los fines del artículo 14 CE; en otras palabras, el objetivo (legítimo) debe estar en adecuada proporción a la intensidad de la interferencia en las posiciones jurídicas individuales.⁵² Continuando con la asunción de que el mercado interior de la energía puede ya alcanzarse aplicando y desarrollando el actual marco normativo europeo para dicho sector,⁵³ las medidas propuestas podrían también conducir a un conflicto con el principio general de subsidiariedad, tal y como lo establece el artículo 5(2) CE, con el que se limitan las competencias de armonización del artículo 95 CE.⁵⁴

En consecuencia, si la aplicación del artículo 95 CE debe expresamente servir al logro de los objetivos establecidos en el artículo 14 CE, y por tanto a las libertades fundamentales del mercado interior,⁵⁵ también debe cuestionarse si la desagregación obligatoria de propiedad o el ISO deben, al mismo tiempo, ser permitidas para vulnerar esas mismas libertades. Como ya se ha señalado, si las propuestas de la Comisión entraran en vi-

⁵⁰ Ver STJ, C-300/89, [1991] ECR, p. I-2867, n. 23 - *Titanium Dioxide*, y también STJ, C-376/98, ECR 2000, p. I-8419, n. 106 y ss - *Tobacco Advertising Directive*.

⁵¹ Cfr., STJ, C-491/01, [2002] ECR, p. I-11453, n. 122 - *British American Tobacco*; STJ, C-103/01, [2003] ECR, p. I-5369, n. 48 - *Commission/Germany*.

⁵² Ver, por ejemplo, S. Leible in Streinz (ed.), *EUV/EGV (commentary)*, 2003, Art. 95 EGV, n. 37; C. Calliess en Calliess/Ruffert (eds), *EUV/EGV (commentary)*, 3rd ed. 2007, Art. 5 EGV, n. 52; ambos con más extensas referencias.

⁵³ Aparte, obviamente, del “acicalado” posible del tipo de asegurar una más estricta supervisión del sector energético en los niveles nacional y europeo, y por la vía de promover una mayor cooperación entre los reguladores.

⁵⁴ Ver al respecto, por extenso S. Leible in Streinz, citado en nota 52, Art. 95, n. 12.

⁵⁵ Ver, de nuevo, STJ C-376/98, ECR 2000, p. I-8419, n. 83 y ss. - *Tobacco Advertising Directive*.

gor sin modificaciones respecto de su redacción actual, esto significaría que las empresas de suministro de energía verticalmente integradas se verían obligadas a enajenar todas sus participaciones accionariales en redes,⁵⁶ o en actividades de producción/suministro a lo largo y ancho de toda la UE (si la desagregación de propiedad se lleva a efecto en toda la Unión); o si, por ejemplo, se introduce un modelo ISO en Alemania y la desagregación de propiedad conforme a las actuales propuestas en el Reino Unido, las empresas verticalmente integradas se verían obligadas a transferir sus activos de suministro y generación en Inglaterra y Gales o sus activos de redes en Alemania. En otras palabras, todas las empresas de suministro de electricidad verticalmente integradas que deban ser desagregadas en la UE deberán desagregar todas sus actividades en todos los Estados miembros.⁵⁷ Esto, sin ninguna duda, significará una vulneración de la libre circulación de capitales, conforme al artículo 56(1) CE. Debe tenerse en cuenta en este contexto que las libertades fundamentales no vinculan sólo a los Estados miembros sino también al legislador comunitario, como puede deducirse, entre otros, de los artículos 3(1), 7(1) y 249(1) CE.⁵⁸ Esto sólo podría justificarse si la medida legislativa comunitaria sirve al interés general y, de nuevo, resulta necesaria y proporcionada para su salvaguarda;⁵⁹ lo cual, después de todo lo que llevamos dicho, parece más que cuestionable.

3. Prohibición del ejercicio de competencias

a) El artículo 295 CE

Si la competencia para la introducción de la desagregación de propiedad o de un sistema de operador independiente se encuentra en el artículo 95 CE, las medidas legislativas pudieran bloquearse por el artículo 295 CE, que contiene una prohibición para el ejercicio de competencias.⁶⁰ Con

⁵⁶ Y, obviamente, cualquier operación de las redes.

⁵⁷ Aparte de los Estados donde el modelo ISO fue ya introducido y donde podrían, en consecuencia, permanecer verticalmente integrados (con la propiedad de la red de transporte legalmente desagregada, ver artículo 1(8) insertando un nuevo artículo 10a) aunque sin poder llevar a cabo la operación de las redes. En consecuencia, no sólo la directa desagregación de propiedad, sino también la introducción de ISOs tal y como prevén las propuestas (y lo entienden los autores), sería una expropiación.

⁵⁸ Ver, W. Schroeder in Streinz, nota 52, Art. 28, n. 29.

⁵⁹ Ver STJ, C-51/93, [1994] ECR, p. I-3879, n. 20 y ss. - *Meyhui*; STJ, C-114/96, [1997] ECR, p. I-3629 n. 31 y ss. - *Kieffer and Thill*. El TJ después de todo otorga al legislador un amplio margen de apreciación, limitando en consecuencia su propio papel a controlar los errores evidentes.

⁶⁰ Ver, por ejemplo, C. Calliess, 'Onwership Unbundling für alle? – Kritische Überlegungen zu den aktuellen Entflechtungsvorschriften der Europäischen Kommission', (2007) 57

arreglo a esta disposición “el presente Tratado no prejuzga en modo alguno el régimen de la propiedad en Estados miembros”. Esta regla se introdujo para aquietar el ampliamente difundido miedo (especialmente en Alemania) de que el ejercicio de las competencias del Tratado pudieran interferir profundamente con el orden económico establecido, mediante la introducción de medidas de socialización cuya relevancia práctica siempre ha sido altamente controvertida, en especial debido a diferente organización de los regímenes de propiedad nacionales.⁶¹ La escasa jurisprudencia del Tribunal de Justicia respecto del artículo 295 CE prohíbe a la UE la toma de medidas aisladas respecto de la asignación del derecho de propiedad y, por tanto, impide su privación.⁶² Con esto se reconoce la importancia del sistema de propiedad como una parte importante de la constitución económica y de la estructura social de los Estados miembros y el exclusivo poder de organización que a estos corresponde, al menos respecto de cualquier cambio sustancial de fronteras en esta área. Por otra parte, el Tribunal de Justicia ha dejado claro que esta disposición no pudiera producir el efecto de que los sistemas de propiedad de los Estados miembros queden exentos de la aplicación de los principios fundamentales del Tratado, y que la regulación interna sobre el derecho de propiedad no puede usarse para justificar interferencias con las libertades del Tratado.⁶³ La competencia para legislar, de esta forma, alcanza a las medidas que tienen relevancia para el derecho de propiedad, al menos en cuanto que sirvan a los objetivos del Tratado; en especial a la realización efectiva del mercado interior, y no estén especialmente orientadas a la reconstrucción del régimen de la propiedad de los Estados miembros.

Esta jurisprudencia, de todas formas, no marca una línea clara⁶⁴ y en consecuencia ha sido cuestionada por algunos Abogados Generales.⁶⁵ Especialmente, deja abierta la cuestión central sobre qué exactamente se quiere decir con la expresión “el régimen de la propiedad” en los Estados

Energiewirtschaftliche Tagesfragen (ET) 108, 109; T. Kingreen in Calliess/Ruffert (eds), citado en nota 52, Art. 295, n. 5, con abundantes referencias.

⁶¹ Una relación concisa de las diferentes opiniones sobre estas cuestiones se encuentra Storr, citado en nota , p. 234 y ss. Con mayor detalle, M. Ruffert, in: Henneke (ed.), ‘Kommunale Perspektiven im zusammenwachsenden Europa’, 2002, pp. 10 y ss.

⁶² *Cfr.*, STJ, C-309/96, ECR 1997, I-7505, n. 22 – *Annibaldi*; ver también la BVerfGE 50, 290 (339) - *Mitbestimmung*.

⁶³ Ver, últimamente, STJ, C-503/04, 18.7.07 – *Commission/Germany*, (2007) EuZW p. 514, n. 37; anteriormente ya en STJ, C-463/00, ECR 2003, I-4581, n. 67 – *Commission/Spain*; C-367/98, ECR 2002, I-4731, n. 48 – *Golden Shares*.

⁶⁴ Ver, Ruffert, citado en nota 431, p. 22.

⁶⁵ Ver en particular la reciente opinión del Abogado General Ruiz-Jarabo Colomer en C-112/05, 13.2.2007 – *Commission/Germany*, n. 47 y ss, con respecto a la participación de accionistas públicos en la sociedad privada de responsabilidad limitada *Volkswagen GmbH*; en ese sentido con mayor detalle, Ruffert, citado en nota 431, p. 20.

miembros. No es de extrañar por tanto que, por ejemplo en Alemania, existan una variedad de opiniones doctrinales al respecto.⁶⁶ Siguiendo la doctrina dominante,⁶⁷ esa previsión debe ser interpretada en un sentido restrictivo. Esto se debe a que, al menos en la versión en lengua alemana, sólo se refiere en términos generales al régimen de la propiedad (“Eigentumsordnung”) y no a específicos derechos de propiedad. Junto a otras razones, se considera que sólo una interpretación restrictiva encaja con el énfasis puesto por el Tribunal de Justicia en el objetivo de lograr el mercado interior y su exigencia de dar paso a un efecto útil de las previsiones del Tratado.⁶⁸ En consecuencia, al legislador comunitario no le está permitido prescribir privatizaciones o nacionalizaciones (socializaciones); una interpretación que es conforme con los motivos originales que llevaron a la introducción del artículo 295 CE.

Si se sigue esta interpretación restrictiva, la promoción de mayores grados de desagregación en las redes debiera cumplir una serie de requisitos. En el caso de redes que actualmente se encuentran en mano pública (estatal y/o municipal) que tuvieran que ser transferidas a terceros —privados—, esto no estaría permitido por el artículo 295 CE que prohíbe el ejercicio de competencias debido a que implicarían una obligada privatización de redes públicas. Por esto, la Comisión propone sabiamente, como ya ha sido explicado anteriormente, que la propiedad de la red pueda permanecer de hecho en mano pública siempre que se pueda demostrar que queda garantizada, por todos los medios tales como la transferencia a un ministerio diferente o a una autoridad regional, la completa independencia. Para las redes estatales o municipales la única opción viable sería, por tanto, la introducción de ISOs.⁶⁹ Este debate, de todas formas, hace surgir otro íntimamente relacionado y que debe ser también necesariamente objeto de consideración: las empresas privadas de suministro de energía verticalmente integradas pueden ser puestas en desventaja y, por consiguiente, verse violado su derecho fundamental a la paridad de trato debido a que sólo a las autoridades públicas (consideradas como una unidad por su afiliación al Estado)⁷⁰ se les permite, como consecuencia del

⁶⁶ Para una panorámica general ver Storr, citado en nota 381; y Calliess, citado en nota 430.

⁶⁷ Ver, de nuevo, las referencias hechas por Calliess, citado en nota 430, pp. 108 y ss.

⁶⁸ De modo similar en las versiones francesa („régime de la propriété”) y española („régimen de la propiedad”). Por contraste, la versión inglesa se refiere de modo más general a “rules [...] governing [...] property ownership”, lo que por tanto pudiera incluir también “derechos” de propiedad.

⁶⁹ Así de forma acertada Calliess, citado en nota 430, p. 110.

⁷⁰ Este punto de vista parece cuestionable, al menos si distintos niveles de accionistas legalmente independientes están implicados, como es frecuentemente el caso en Estados federales como Alemania, en el que se dan distintas estructuras territoriales de poder y donde las entidades locales gozan de protección constitucional en el artículo 28 de la *Grundgesetz*.

artículo 295 CE, ser titulares de activos en los dos ámbitos de las redes y de la producción/suministro. Las empresas privadas, por otra parte, perderían su capacidad de ser titulares de activos en ambos ámbitos (redes y otras actividades competitivas de suministro de energía), y no podrían por tanto, recibir ingresos por tarifas por utilización de las redes y por otras actividades; a diferencia de lo que sucede en el caso de las autoridades públicas.

Por otro lado, la interpretación restrictiva del artículo 295 CE no es necesariamente la única posible: dado el siempre creciente nivel de protección de los derechos fundamentales dentro de la UE, en particular a la vista de la Carta de Derechos Fundamentales de la UE y su incorporación al Tratado en el Tratado de Reforma, podría también argumentarse, con razón, que el artículo 295 CE también prohíbe las prescripciones del legislador comunitario que chocan con el núcleo o contenido esencial del derecho constitucional a la propiedad.⁷¹ En consecuencia, lo que debe buscarse es el núcleo intocable o esencial del derecho de propiedad dentro de la “unión europea de constituciones nacionales” (*Verfassungsverbund*) con objeto de especificar el sentido exacto del artículo 295 CE,⁷² o desarrollar una prohibición independiente de ejercicio de competencias relacionada con los derechos fundamentales. La evaluación detallada de la legislación de la UE prescribiendo la desagregación de propiedad o introduciendo el operador del sistema independiente, por tanto, depende fundamentalmente de las garantías de los derechos fundamentales establecidas en el Derecho constitucional tanto europeo como de los Estados miembros. En cualquier caso, habida cuenta de los problemas de interpretación que se acaban de exponer, el presente y altamente necesario debate sobre el alcance del artículo 295 CE debería no sólo ayudar a determinar los exactos efectos de limitación de este precepto sino, de forma más importante aún, debiera también proyectar luz sobre la interacción de este artículo 295 CE con los requisitos mínimos de protección del derecho fundamental a la propiedad tanto en el nivel europeo como de los Estados miembros.

b) El artículo 175(2)(c) CE

Otra prohibición para el ejercicio de competencias, o mejor dicho, una restricción a dicho ejercicio, puede probablemente encontrarse en el artículo 175(2)(c) CE, conforme al cual las medidas en el ámbito de la po-

⁷¹ *Cfr.*, Storr, citado en nota 381; M. Schmidt-Preuß *et al.* en: W. Löwer (ed.), ‘Bonner Gespräch zum Energierecht’, 2006, pp. 51 y ss.

⁷² Ver, por ejemplo, U. Di Fabio, ‘Grundfragen der europäischen Eigentumsordnung’, en W. Löwer, *ibid.*, pp. 9 y ss; también, Storr, citado en nota 381, p. 235; M. Schmidt-Preuß, (2006) EuR p. 463 (475); Schmidt-Preuß en: Baur/Pritzsche/Simon (eds), ‘Unbundling in der Energiewirtschaft’, 2006, ch. 1, n. 68.

lítica ambiental, que afecten de “forma significativa” a la “estructura general” del abastecimiento energético, requieren decisión unánime del Consejo, variando en esto la regla general de la mayoría cualificada.⁷³ Este precepto, que proviene del Tratado de Amsterdam, también debe su existencia a las previamente mencionadas reservas (sobre todo de Francia y Alemania) con respecto a una competencia general del legislador comunitario en el área de la política energética.⁷⁴ Esta estipulación es una prescripción especial dentro del Título XIX (Medio Ambiente) del Tratado, cuya aplicación en el contexto de las medidas de armonización conforme al artículo 95 CE puede con razón ser cuestionada. De todas formas, dadas las razones para su incorporación al Tratado, puede deducirse que las medidas relacionadas con la política energética que afecten a las respectivas estructuras generales de abastecimiento, deben tomarse con grandes reservas. Esto hace surgir la cuestión de si las “estructuras generales” de suministro energético nacional incluyen las estructuras de integración vertical existentes. Considerando lo que ha sido dicho por la jurisprudencia y la doctrina jurídica con respecto al artículo 175 CE, lo anterior no tiene por qué ser asumido necesariamente, toda vez que esta cuestión sólo ha devenido relevante en el área de la política ambiental, en particular en relación con la composición de mix de energías primarias a ser utilizadas en los Estados miembros para la producción de electricidad.

4. Conclusiones provisionales y su relación con las medidas de promoción de la competencia propuestas por la Comisión

Hasta el momento, nuestro análisis ha mostrado que, en principio, la plasmación de los planes de la Comisión no plantea demasiados problemas en cuanto a las competencias. De todas maneras, es cuando menos dudoso, sobre la base de las declaraciones realizadas por la Comisión hasta el momento, si las actuales propuestas legislativas cumplen las condiciones establecidas por el artículo 95 CE. Resulta especialmente cuestio-

⁷³ El nuevo artículo 176a(2), 2º párrafo CE incluido por el Tratado de Lisboa requiere que las medidas adoptadas en el contexto del artículo 176a(1) EC (ver nota) “no deberá afectar al derecho del Estado miembro para determinar las condiciones de explotación de sus fuentes de energía, su elección entre diferentes fuentes de energía y la estructura general de su abastecimiento de energía.”

⁷⁴ A este respecto, ver también el Protocolo añadido con el Tratado de Maastricht sobre el viejo artículo 130r CE, conforme al cual el artículo 6 CE no debe interferir en las políticas de los Estados miembros relativas al uso de fuentes de energía. Sobre el fundamento y el contenido del artículo 175(2)(c) CE, ver W. Kahl, en Streinz, citado en nota 422, Art. 175, n. 28 y ss.

nable, también a la vista de las reservas mostradas por los economistas,⁷⁵ si una desagregación obligatoria de propiedad o la obligación de introducir un sistema de operador independiente del sistema es conveniente, adecuado y necesario para alcanzar mejoras significativas de la competencia en el mercado interior de la energía. En esa medida se debe recordar a la Comisión obligación específica que tiene de motivar la nueva legislación (artículo 253 CE).⁷⁶ Por tanto, debe preguntársele en qué medida la desagregación de propiedad o la operación independiente del sistema efectivamente

- Favorecen la urgente necesidad de inversiones en la extensión de las redes europeas tanto de electricidad como de gas,
- Dan soporte a la deseable construcción de interconectores en las fronteras interiores y, más aún
- En qué medida esas propuestas tendrán como resultado general unas más favorables condiciones de acceso a la red, un fortalecimiento de la competencia (también en los mercados minoristas) y, por tanto, contribuirán a una rebaja de los precios del gas y la electricidad para los consumidores.

Estas preocupaciones se vuelven incluso más urgentes si las desagregaciones de propiedad o medidas similares se fueran a llevar a cabo por la vía del Derecho de la competencia en vez de por el artículo 95 CE, de modo más concreto mediante el empleo del Artículo 7 del Reglamento CE n. 1/2003 relativo a la aplicación de las normas sobre la competencia.⁷⁷ Conforme a este precepto, “Cuando la Comisión, de oficio o previa denuncia de parte, constate la existencia de una infracción de los artículos 81 u 82 del Tratado, podrá ordenar mediante decisión a las empresas o asociaciones de empresas involucradas que pongan fin a la infracción constatada. A tal efecto, podrá imponerles cualquier remedio estructural o de comportamiento que sea proporcionado y necesario para producir el cese efectivo de la misma.” Antes que nada, el ejercicio de esta competencia está explícitamente sometida al test de proporcionalidad; en esa medida las preocupaciones existentes con respecto a posibles medidas legislativas con respecto a la desagregación de propiedad, son igualmente válidas

⁷⁵ Ver las referencias hechas previamente en la nota 9. Ver también el último Informe Especial de la Comisión de Monopolios alemana (*Monopolkommission*) minimizando la importancia de los déficits de competencia observados en los mercados alemanes del gas y de la electricidad (“Sondergutachten Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung”) of 6 November 2007, p. 231 y ss. (www.monopolkommission.de).

⁷⁶ Sobre las exigencias en el marco del artículo 95 CE, ver Leible, citado en nota 422, Art. 95, n. 23.

⁷⁷ A este respecto ver, por ejemplo la Comunicación de la Comisión citada en nota 2, en especial, n. 44.

para las acciones “ejecutivas” de la Comisión, Dirección General de Competencia, que tengan el mismo efecto. Más aún, es altamente cuestionable si el Artículo 7 del Reglamento CE n. 1/2003, de hecho, autoriza a la Comisión, más allá de casos singulares extremos, a tomar por su propia cuenta medidas tan drásticas como una desagregación de propiedad, respecto de la mayoría de las empresas de suministro de energía o incluso abarcando a la entera UE. Si no sólo se tienen en cuenta las incertidumbres que siguen existiendo, señaladas más arriba, con respecto a las competencias de la UE en el área de la política energética y también la relevancia para los derechos fundamentales de las medidas propuestas, que será analizada a continuación; parece que existen argumentos sólidos para entender que se da una estricta reserva de ley, de modo que la restricción de derechos fundamentales sólo será posible mediante legislación formal (reserva material de ley - *Gesetzesvorbehalt*). Esto resulta particularmente claro a la vista del artículo 176a(2) del nuevo capítulo sobre energía del Tratado de Lisboa, el cual requiere para medidas como la imposición de una desagregación de propiedad (en el caso de que fuera posible) la aprobación conjunta del Consejo y del Parlamento europeo.

IV. LA PROTECCIÓN DE LA PROPIEDAD DESDE LA PERSPECTIVA DE LOS DERECHOS HUMANOS

La evaluación de la desagregación de propiedad (también por vía de fraccionamiento de acciones, y del modelo operador independiente del sistema) desde la perspectiva de los derechos humanos tal y como se aplican a nivel europeo y nacional, afecta a varias garantías como son la libertad de ejercicio de profesión y la libertad de empresa, la libertad de asociación, así como el derecho a la igualdad o a la paridad de trato. Estos aspectos no serán analizados en este trabajo. La garantía que desarrollaremos aquí es el derecho fundamental a la propiedad, más específicamente el derecho a ser titular de redes de energía.

1. La relación entre la protección europea y la protección nacional del derecho de propiedad

Como acto del legislador de la Unión Europea, la prescripción obligatoria de medidas de desagregación de propiedad, debiera ser primeramente contrastada con la protección de la propiedad en el Derecho europeo, tal y como ésta ha sido desarrollada por la jurisprudencia europea sobre la base del Convenio Europeo de Derechos Humanos y las tradiciones constitucionales comunes de los Estados miembros (ver artículo 6(2) TUE). Este derecho se ha abierto camino también en el artículo 17 de la

Carta de Derechos Fundamentales de la UE.⁷⁸ De todas formas, adicionalmente, es posible y necesario el contraste de estas propuestas con la protección que a los derechos fundamentales prestan los ordenamientos nacionales. Ese examen es de especial importancia si y en la medida en que las Directivas que finalmente se aprueben dan a los Estados miembros alguna capacidad de elección, del tipo de permitir optar entre diferentes soluciones de aplicación de la desagregación de propiedad.⁷⁹ En este contexto, debe también hacerse notar que los Tribunales constitucionales de varios Estados miembros como Francia, España e Italia, han mostrado en el pasado claras reservas e incluso contra de una primacía omnicompreensiva del Derecho europeo.⁸⁰ En especial, el Tribunal Constitucional Federal alemán se ha destacado en relación con la protección europea de derechos fundamentales. En su famosa sentencia *Maastricht* relativa al Tratado de la UE, se reservó a sí mismo la “cooperación” con los Tribunales Europeos, al menos, en lo relativo a la protección de los derechos fundamentales,⁸¹ en el caso de que Derecho comunitario secundario o derivado vulnerara el núcleo de derechos fundamentales protegidos por la Ley Fundamental de Bonn. De todas formas, parece poco verosímil que el Tribunal Constitucional Federal recuerde esa exhortación y evalúe una posible imposición de desagregación de propiedad vía legislación derivada (con o sin campo de maniobra para los legisladores nacionales) en relación con las garantías de los derechos fundamentales establecidas en la Constitución Alemana (y posiblemente en contra de sentencias divergentes del Tribunal de Justicia). Debe recordarse en este contexto que ya se han realizado repetidos intentos, hasta el momento infructuosos, para provocar la aplicación de esta “reserva de cooperación”.⁸²

2. El sujeto portador del derecho fundamental

Es posible afirmar sin temor a equivocaciones que los operadores de las redes de energía y las empresas de suministro de energía verticalmente integradas de las que forman parte, disfrutaban de la protección de su de-

⁷⁸ Carta de Derechos Fundamentales de la Unión Europea, de 7.12.2000, DO C 364/1. Esta Carta que las instituciones europeas han declarado vinculante para ellas, se transformará en jurídicamente vinculante con su reconocimiento en el Tratado de Lisboa y el modificación artículo 6 del Tratado de la UE. Ver también, H.D. Jarass, (2006) NVwZ p. 1089 y ss.

⁷⁹ *Cfr.*, M. Schmidt-Preuß in: Baur/Pritzsche/Simon, citado en nota, ch. 2, n. 5.

⁸⁰ Ver, Kumm/Comella, [2005] International Journal of Constitutional Law p. 473 (475).

⁸¹ *Cfr.*, BVerfGE 89, 155, apartado 7.

⁸² Ver, BVerfG, 31.3.1998 (2 BvR 1877/97 and 2 BvR 50/98) – *Euro-Verfassungsbeschwerden*, BVerfG, 7.6.2000 (2 BvL 1/97) – *Bananenmarktverordnung*.

recho de propiedad bajo ambos Derechos, el europeo y el alemán.⁸³ En Derecho alemán, para los operadores de redes situados en Alemania esa protección se deduce del artículo 19.3 de la Ley Fundamental de Bonn. En Derecho europeo, el artículo 6(2) del Tratado de la UE explícitamente se refiere al Convenio Europeo de Derechos Humanos, en su Primer Protocolo.⁸⁴ A este respecto, sólo plantea duda si empresas de suministro de energía que pertenecen a instituciones públicas (como la francesa EDF), disfrutaban de la protección de los derechos de propiedad. Para las empresas público/privadas con sólo una minoría o un accionariado público disperso (como es el caso de los paquetes accionariales municipales en empresas de suministro de energía en Alemania), la titularidad de derechos fundamentales y la consiguiente protección debe ser aceptada en la medida en que estas empresas sólo participan en actividades meramente comerciales y no realizan función alguna de autoridad.⁸⁵ En Alemania se consideran excluidas de la titularidad de derechos fundamentales y de su correspondiente protección, sólo aquellas empresas de suministro de energía exclusivamente públicas o aquellas otras que estén bajo control público.⁸⁶

Debe advertirse, en particular sobre la posible opción de desagregación consistente en el fraccionamiento de acciones, que conforme a lo que ya ha sido previamente expuesto, las empresas de suministro de energía y las compañías matrices de los hasta ahora sólo legalmente separados operadores de los sistemas de transporte (a pesar de la existencia de una minoría del accionariado en mano municipal o de la dispersión del accionariado en mano pública, en casos singulares), disfrutarán de la protección que tanto el Derecho europeo como el alemán dan a los derechos de propiedad. Al promover la Comisión un fraccionamiento obligatorio de acciones en las compañías dedicadas a la actividad de redes, está incidiendo en los intereses de los accionistas que en Alemania gozan también de

⁸³ Ver de todas formas, Hermes, *Staatliche Infrastrukturverantwortung*, 1998, quien sitúa la infraestructura de redes de telecomunicaciones, energía y ferrocarril en el mismo apartado que las infraestructuras de carreteras y, por tanto, les atribuye la categoría de instituciones públicas, que no disfrutaban de la protección de los derechos fundamentales debido al privilegio de los titulares de dichas infraestructuras de expropiar a los propietarios de suelo para efectuar su implantación. En contrario, ver, J.-C. Pielow, *Grundstrukturen öffentlicher Versorgung*, 2001, pp. 625 ss, representando a la inmensa mayoría de la doctrina a este respecto.

⁸⁴ Ver el artículo 1(1) primera frase: "Toda persona física o moral tiene derecho al respeto de sus bienes". Conforme a la jurisprudencia del TJ, la protección que el Derecho europeo brinda al derecho de propiedad también se extiende a uniones de personas que no tienen capacidad jurídica, ver al respecto, por todos, H.D. Jarass, *EU-Grundrechte*, 2005, § 22 n. 16.

⁸⁵ Ver, por ejemplo, Jarass, *ibid.*, § 4 n. 32 ss; incluso de modo más amplio, M. Burgi, (1997) EuR 261 (287 y ss).

⁸⁶ Para las empresas de suministro de energía mixtas (con parte del capital público y parte privado), la sentencia que marcó la pauta fue la BVerfG, (1990) NJW p. 1783 - HEW; ver con carácter general, al respecto, V. Epping, *Grundrechte*, 3rd ed., 2007, n. 154.

la protección de los derechos fundamentales.⁸⁷ Pero a este respecto, parece que la Comisión ignora completamente el hecho de que las actuales compañías de suministro de energía están constituidas de una forma que es relevante en el contexto de los derechos fundamentales y, por tanto, su reestructuración mediante fraccionamiento de acciones requiere una especial justificación constitucional.

3. La desagregación de propiedad a la luz de la protección del derecho de propiedad en la UE

El diseño gradual que el Tribunal de Justicia ha venido haciendo de la relevancia europea del derecho fundamental de propiedad⁸⁸ ha sido guiado primordialmente por el artículo 1 del Primer Protocolo del Convenio Europeo de Derechos Humanos y por las tradiciones constitucionales comunes a los Estados miembros,⁸⁹ y alcanza la protección de cualquier posición de los propietarios que el sistema normativo asigna a un individuo de modo tal que esa persona puede ejercitar los poderes (de posesión, uso y disposición) correlativos bajo su propia responsabilidad y en interés propio. Respecto del nivel de interferencia, debe distinguirse entre la privación de propiedad, que debe ser objeto de compensación, y la mera regulación del uso. La primera variante abarca la expropiación formal, que significa una transferencia obligatoria de propiedad a favor del Estado o de un tercero,⁹⁰ y la llamada expropiación *de facto*, bajo la cual aun manteniendo invariable la posición formal del propietario, éste pierde completamente cualquier derecho relativo a su propiedad, resultando en la desaparición *de facto* de su posición de propietario.⁹¹ Semejante intervención debe ser justificada, especialmente, conforme al principio de proporcionalidad, en relación con un legítimo interés público o comunitario. La privación de propiedad requiere además un fundamento legal y una compensación adecuada. A este respecto, el control ejercido por el Tribu-

⁸⁷ Además del derecho fundamental de propiedad de las empresas de suministro de energía verticalmente integradas, conforme al artículo 14 de la Ley Fundamental de Bonn; el Derecho constitucional alemán protege también el derecho de propiedad de, al menos, los accionistas privados de esas empresas, ver al respecto, BVerfG (1 BvR 390/04), (2007) NJW p. 3268.

⁸⁸ La pauta la marcó el caso *Hauer*, STJ, ECR 1979, I-3727.

⁸⁹ Ver, O. Depenheuer en: Tettinger/Stern (eds), *Kölner Gemeinschaftskommentar. EU-Grundrechtecharta*, 2006, Art. 17 n. 19.

⁹⁰ No es, de todas formas, una mera confiscación, que sería admisible como mera regulación del uso incluso sin compensación. Ver, Jarass, citado en nota 448, p. 1092.

⁹¹ Ver STJ, citada en nota 458, n. 19, y el caso C-363/01, 16.10.2003 – *Flughafen Hannover-Langenhagen*, disponible en Eur-Lex y en (2004) BeckRS 76753, n. 55. La expropiación al estilo europeo es, por tanto, mucho más estrecha que la expropiación al estilo alemán en un sentido sustancial (como opuesto a formal), ver Jarass, citado en nota 448, p. 1092.

nal de Justicia no es muy intenso, especialmente en relación con la necesidad, conveniencia y adecuación de una medida concreta, lo cual ha sido extensamente criticado. Con frecuencia el Tribunal de Justicia se limita a un mero control de las violaciones manifiestas de derechos, reconociendo con esto un amplio margen de apreciación a favor del legislador comunitario.⁹²

Siguiendo con lo que ha sido previamente afirmado, la propuesta de desagregación de propiedad es una privación de propiedad.⁹³ La solución alternativa de los ISOs, al menos si se introduce como ISOs “profundos”, también pudiera ser considerada como una privación de propiedad en la forma de una expropiación *de facto* puesto que los actuales propietarios de redes perderán la oportunidad de disponer de esas redes y, en particular, de decidir (al menos junto con otros) acerca de las inversiones en redes.⁹⁴ La cuestión de si esto está justificado y en qué medida lo está por el Derecho europeo, requiere hacer algunas consideraciones de importancia.⁹⁵ Debe advertirse que, a pesar todo, la filosofía del Tribunal de Justicia respecto al derecho de propiedad aún no se ha consolidado.⁹⁶ Aún más, hasta el momento no se ha determinado un contenido esencial del derecho de propiedad a ser respetado en cualquier caso en la UE, lo cual también afectaría a la prohibición contenida en el artículo 295 CE para el ejercicio de competencias. Diciéndolo de forma más positiva, los debates sobre la desagregación de propiedad de redes de energía abordados desde la perspectiva de la protección de los derechos fundamentales, alimentados por futuras sentencias del Tribunal de Justicia a este respecto, pueden suponer una importante contribución a la consolidación de la protección del derecho de propiedad en la UE.

⁹² Entre las voces críticas a este respecto se cuentan, por ejemplo, Schmidt-Preuß, citado en nota 72, p. 470. Parece que anima las posiciones que alientan un control más estricto, a la vez que señala una tendencia en ese sentido, la STPI, T-170/06, 25.8.2007, OJ C 199/37, 70 – *Alrosa/Commission*.

⁹³ Esto también es cierto para la opción propuesta por la Comisión sobre fraccionamiento de acciones, la cual exige la venta forzosa de uno de los paquetes de acciones si mediante el otro paquete se puede ejercer control sobre o bien la operación de las redes o las restantes actividades (competitivas) de suministro de energía; aunque ciertamente con una fecha tope posterior conforme al artículo 1(4) n. 4 de la propuesta de modificación de la Directiva eléctrica.

⁹⁴ Esta parece ser también la opinión de Callies, citado en nota 430, p. 110.

⁹⁵ Como posible justificación de un modelo de operador del sistema independiente, ver Storr, citado en nota 11, p. 237, quien de todas formas no diferencia, de la forma en que consideramos sería apropiado, respecto del alcance de los poderes de decisión que los operadores de la red debieran tener, como tampoco en relación con las decisiones sobre inversión.

⁹⁶ Ver, Depenheuer, citado en nota , Art. 17 n. 18; T. von Danwitz in: von Danwitz/Depenheuer/Engel, *Bericht zur Lage des Eigentums*, 2002, pp. 260 y ss, en especial p. 280.

V. CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS

El propósito de este trabajo ha sido analizar los problemas centrales sobre competencia y derechos fundamentales que las recientes propuestas de la Comisión sobre modificaciones en la legislación energética plantean.

El resultado de este análisis es que importantes aspectos de las medidas legislativas propuestas hacen surgir importantes dudas respecto de la posibilidad de llevar a efecto la introducción obligatoria en toda la Unión de un sistema de desagregación de propiedad o la imposición de una obligación de aplicar un modelo de operador del sistema independiente. La causa de esto se debe a que aún existen incertidumbres respecto de las competencias y la observancia de los derechos fundamentales en el contexto de las medidas legislativas de la UE en la esfera del derecho de propiedad, (por ejemplo, lo que respecta al artículo 295 CE). Así mismo, también se observan obstáculos en las jurisdicciones nacionales, como el caso de Alemania y en otros Estados miembros como Francia o los Países Bajos. La exigencia de la Comisión de una desagregación de propiedad de las redes de energía ofrece, por tanto, una excelente oportunidad para desarrollar soluciones a las cuestiones urgentes y fundamentales que se plantean respecto de las competencias y de la protección de los derechos fundamentales tanto en el nivel nacional como en el europeo.

Por otra parte, es altamente cuestionable si y en qué medida, sobre la base de las declaraciones realizadas y las motivaciones expuestas por la Comisión europea, resulta actualmente adecuada y necesaria una profunda modificación de las Directivas energéticas, ni si esa modificación contribuirá sustancialmente a una mejora de la situación de la competencia en el sentido de una apreciable rebaja de los precios para los consumidores y un aumento de las inversiones en infraestructura de redes, especialmente en interconectores. Las experiencias con la desagregación de propiedad realizadas en algunos Estados miembros dejan una impresión bastante pesimista a este respecto.

En todo caso, en vez de buscar una reestructuración irreversible e inflexible de la propiedad respecto de la gestión de las redes de electricidad y gas, somos de la opinión de que sería más adecuado reflexionar profundamente respecto de adaptaciones más flexibles del actual marco legal, fomentando la “competencia de sistemas” entre Estados miembros. En especial, ajustes puntuales de los mecanismos existentes de regulación, tales como el fortalecimiento de la supervisión regulatoria del sector de la energía tanto a nivel nacional como europeo y como el refuerzo de la cooperación regulatoria entre los Estados miembros y en el nivel europeo; parecen ser el camino a seguir en el futuro. Por tanto, la actual legislación europea necesita ser llevada a efecto de forma coherente y, como ya ha sido mencionado, las medidas ya adoptadas por los Estados miembros ne-

cesitan un tiempo para probar su efectividad.⁹⁷ Se debe también considerar la introducción de niveles obligatorios de competencia cuyo logro por los Estados miembros pudiera ser controlado por vía de periódicas monitorizaciones o evaluaciones de impacto. Ese enfoque pudiera promover la creatividad tanto en los Estados miembros como en las empresas dedicadas al suministro de energía.

⁹⁷ Respecto de la cooperación entre reguladores, en especial en los Foros creados al efecto y en cada vez mayor papel de ERGEG, ver, por todos L. Hancher e I. Del Guayo, 'The European Electricity and Gas Regulatory Forums', in B. Barton, L. Barrera-Hernández *et al.* (eds), *Regulating Energy and Natural Resources*, Oxford, 2006, y E. Ehlers, 'The Amsterdam and Berlin Fora and the Forum Process in European Energy Policy', ch. 6 en M. Roggenkamp y U. Hammer (eds), *European Energy Law Reports IV*, Antwerpen, Oxford, 2007.

CUARTA PARTE
ENERGÍA Y MEDIOAMBIENTE

326 BCA.

**DISEÑANDO EL POST KIOTO:
Cambio climático, energía, oportunidades
para México**



Lourdes Melgar Palacios
[México]

Doctora en Ciencias Políticas por el MIT.
Consultora independiente en energía.

Resumen

La definición de un nuevo régimen internacional para frenar los estragos del cambio climático abre una valiosa oportunidad para México, tanto para mejorar las condiciones económicas y ambientales del país como para incrementar su relevancia en la escena internacional. Pensar en México como una pieza fundamental para resolver la problemática del cambio climático no es ortodoxo. No obstante, dada su vulnerabilidad física y su contribución al problema, México está llamado a jugar un papel preponderante en la búsqueda de soluciones y, por tanto, en el diseño del régimen post-Kioto. Este ensayo tiene por objeto considerar el diseño del régimen post-Kioto y el papel que México podría jugar en el esfuerzo para mitigar los estragos del cambio climático. Para ello, en un primer término, se abordará el estado actual del debate en torno al cambio climático, y se considerará la contribución del sector energético a la problemática. Posteriormente se revisarán los avances alcanzados bajo el Protocolo de Kioto y se presentarán algunas de las propuestas bajo consideración en la definición del nuevo régimen internacional. Finalmente se abordarán las opciones para México, particularmente desde la perspectiva de la política energética, en tanto éste es uno de los principales ámbitos de acción en que han de tomarse medidas para combatir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Abstract

The definition of a new international regime to halt the effects of climate change opens a valuable opportunity for Mexico, not only to improve its economic and environmental conditions but also to increase its relevance in the international arena. To think of Mexico as a fundamental actor to resolve climate change is not an orthodox position. This notwithstanding, and despite its vulnerability and its contribution to this problem, Mexico is called to play a key role in the search for solutions and, consequently, in the design of a "post-Kyoto" regime. This essay will evaluate the design of such "Post Kyoto" regime and the role Mexico could play in the efforts to combat the effects of climate change, while taking into account the effects that the energy sector has in such phenomena. Also, the developments of the Kyoto protocol will be evaluated and proposals will be made considering the definition of the new international regime. Finally, the alternatives for Mexico will be pondered, particularly from the perspective if energy policy, as the energy sector is one of the principal arenas in which measures must be taken to combat greenhouse gasses.

Introducción¹

La definición de un nuevo régimen internacional para frenar los estragos del cambio climático abre una valiosa oportunidad para México, tanto para mejorar las condiciones económicas y ambientales del país como para incrementar su relevancia en la escena internacional. Pensar en México como una pieza fundamental para resolver la problemática del cambio climático no es ortodoxo. No obstante, dada su vulnerabilidad física y su contribución al problema, México está llamado a jugar un papel preponderante en la búsqueda de soluciones y, por tanto, en el diseño del régimen post-Kioto.²

Escribir sobre cambio climático en este 2009 puede resultar una tarea poco alentadora si nos atenemos a los reportes de la prensa y sumamos a ello las incertidumbres derivadas de la crisis económica mundial. Parecería que nos encontramos ante cataclismos que nos conducen irremediablemente hacia la hecatombe mundial. Cada vez es más común leer o ver reportajes catastrofistas sobre el tema del cambio climático, al punto de conducir casi a la parálisis ante la inmensidad del reto.

El problema es sin duda real. Día a día surgen nuevas evidencias sobre la magnitud del problema, incrementando los llamados a actuar, produciendo un sinnúmero de propuestas, algunas más viables que otras, pero requiriendo todos cambios fundamentales en la forma de hacer las cosas —particularmente en la generación y uso de la energía— y suponiendo para ello inversiones cuantiosas.

Ante la vorágine de imágenes, predicciones, propuestas y temores se requiere calma. Es necesario tener la mente fría para diseñar las estrategias internacionales y para definir las políticas públicas que mejor convengan al país. México es un país con alta vulnerabilidad al cambio climático. También es un importante emisor de gases de efecto invernadero. México tiene una responsabilidad ética y moral de actuar para mitigar los

¹ Agradezco a Lucía Melgar sus comentarios y a Alejandra López Valdés el apoyo logístico para la elaboración de este ensayo.

² Se le llama post-Kioto al posible acuerdo internacional de mitigación del cambio climático que sustituirá al Protocolo del Kioto a partir del 2012.

estragos del cambio climático. Es una responsabilidad propia, independiente de lo que decidan hacer otros países, pero que ineludiblemente requiere de la cooperación internacional para tener resultados efectivos.

Este ensayo tiene por objeto considerar el diseño del régimen post-Kioto y el papel que México podría jugar en el esfuerzo para mitigar los estragos del cambio climático. Para ello, en un primer término, se abordará el estado actual del debate en torno al cambio climático, y se considerará la contribución del sector energético a la problemática. Posteriormente se revisarán los avances alcanzados bajo el Protocolo de Kioto y se presentarán algunas de las propuestas bajo consideración en la definición del nuevo régimen internacional. Finalmente se abordarán las opciones para México, particularmente desde la perspectiva de la política energética, en tanto éste es uno de los principales ámbitos de acción en que han de tomarse medidas para combatir las emisiones de gases de efecto invernadero.³ El texto no aborda el tema de adaptación que merece un capítulo aparte.

1. LA PROBLEMÁTICA DEL CAMBIO CLIMÁTICO

El cambio climático es un fenómeno físico natural que ha permitido que la vida se desarrolle en la Tierra. La atmósfera está constituida por diversos gases,⁴ algunos de los cuales, como el dióxido de carbono (CO₂), por su característica opaca, producen el llamado efecto invernadero: la radiación solar atraviesa la atmósfera, pero la radiación infrarroja producida por el calor que emite la superficie de la tierra no puede salir en su totalidad al espacio exterior. Los gases de efecto invernadero generan una capa nebulosa en la atmósfera que detiene la radiación, provocando temperaturas superiores a las que habría en el planeta si no se diera este efecto invernadero. Gracias a ello, existe vida en la Tierra, pues de otra forma las temperaturas serían demasiado bajas.

Durante miles de años y hasta mediados del siglo XVIII, la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera no excedió las 280 partes por millón, equivalente al 0.03%. Con la Revolución Industrial vino un cambio significativo: a medida que el mundo se fue industrializando y modernizando, se incrementó el contenido de dióxido de carbono en la atmósfera, alcanzando hoy en día niveles cercanos a 390 partes por millón, equiva-

³ Este artículo se centra en los esfuerzos en el ámbito energético y deja fuera todas las demás áreas de mitigación tales como la agricultura, el uso del suelo, los sumideros de carbono, etc. Asimismo, no aborda el importante tema de adaptación al cambio climático.

⁴ La atmósfera terrestre está constituida por: 78% nitrógeno, 21% oxígeno, 0.9% argón, 0.06% otros gases raros y 0.04% dióxido de carbono. www.semarnat.gob.mx.

lentes al 0.04 por ciento. En los últimos 250 años, se han vertido más de un billón de toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera, derivado principalmente del uso de los combustibles fósiles. Sólo en los últimos 50 años, se han acumulado 770 millones de toneladas de CO² generadas por el sector energético y 330 millones de toneladas causadas por deforestación.⁵

El problema con este incremento en la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera se deriva del impacto que este gas —y otros llamados gases de efecto invernadero—⁶ tiene sobre el clima. Las concentraciones de dióxido de carbono, metano y óxido de nitrógeno han aumentado significativamente, rebasando por mucho los niveles existentes en épocas pre-industriales,⁷ lo que se ha traducido en una elevación de la temperatura promedio de la superficie de la Tierra.

1.1. Definición del problema

Existe un consenso dentro de la comunidad científica internacional respecto a que el cambio climático acelerado es antropogénico, es decir producido por la actividad humana a partir de la Revolución Industrial.

Debido a este cambio climático, la temperatura de la tierra aumentó en promedio 0.7°C en el siglo XX, concentrando los años más calidos hacia finales del siglo. Como señala James Garvey en *The Ethics of Climate Change*,⁸ este incremento en las temperaturas puede parecer insignificante pero ha inquietado a los meteorólogos que han constatado una aceleración en el cambio de temperaturas sin precedente en los últimos 10 mil años.

Se ha registrado también un incremento anual en el nivel del mar de 2mm a partir de 1960, subiendo a 3mm entre 1993 y 2003, debido principalmente a la expansión por calentamiento del agua del mar, pero también al deshielo de glaciares y de partes de Groenlandia y la Antártica.

⁵ Fuente: *Climate Analysis Indicators Tool (CAIT) Version 4.0*. Washington, DC: *World Resources Institute*, 2007; los datos pueden encontrarse en: <http://cait.wri.org/cait.php>, citado por Semarnat, www.semarnat.gob.mx.

⁶ Dentro de los gases de efecto invernadero, incluidos en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, se encuentran además del dióxido de carbono, el metano, el óxido nitroso, los hidrofluorocarbonos, los perfluorometanos, los perfluoroetanos, y los hexafluoruros de azufre, cuyas concentraciones han crecido a lo largo de los últimos dos siglos. Por convención, las mediciones se reportan en CO² equivalente (CO²e). Los clorofluorocarbonos y los hidroclorofluorocarbonos son abordados por el Protocolo de Montreal, relativo a la protección de la capa de ozono.

⁷ Esta es una de las conclusiones a las que llegó el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático, como resultado del análisis de capas de hielo de miles de años. IPCC, *Climate Change 2007: Synthesis Report.*, http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr_spm.pdf.

⁸ GARVEY, James, *The Ethics of Climate Change*, (London: Continuum books, 2008), p. 8.

Este incremento, aparentemente mínimo del nivel del mar, está poniendo en riesgo la viabilidad de ciertos países, particularmente las islas micro-estados, como Tuvalu o Papua Nueva Guinea en el Pacífico Sur, que, ante la perspectiva de verse inundadas, están tomando medidas para evacuar a sus poblaciones en la próxima década.

Las fotografías satelitales permiten constatar una disminución en el tamaño de los glaciares, particularmente en el verano, en proporciones superiores a las registradas en los últimos 30 años. Asimismo, han aumentado las lluvias en ciertas regiones, mientras que en otras han disminuido en forma significativa. Es probable que en las últimas tres décadas se hayan incrementado las sequías. Por otra parte, se observa una disminución de los días y noches fríos y un incremento de los días y noches calientes. La observación en todos los continentes y la mayoría de los océanos muestran un cambio en los sistemas naturales, particularmente un aumento en las temperaturas, como resultado de un cambio climático regional.

El incremento de las temperaturas tiene impactos múltiples que generan círculos viciosos a través de los cuales se retroalimenta el problema. Al aumento en el nivel del mar, se suma el deshielo generalizado, los fenómenos de “el niño” y “la niña”, los huracanes más intensos y destructivos, las olas de calor insoportable, etc. Estos fenómenos afectan a seres humanos, a flora y fauna.

La foto instantánea del momento actual puede ser por momentos preocupante, pero no necesariamente angustia. Lo alarmante son las proyecciones en el tiempo de las tendencias actuales. De seguir por el camino que vamos, el planeta sufrirá estragos mayúsculos, que pondrán seriamente en riesgo la supervivencia humana. ¿Cuánto tiempo tenemos para actuar? se preguntan los especialistas.⁹

Una de las dificultades que se afrontan al abordar esta problemática es la incertidumbre. Los reportajes sobre el cambio climático suelen utilizar un lenguaje contundente, certero, categórico, no así los informes del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) que si bien reportan científicamente datos medibles, llegan a conclusiones expresadas en términos probabilísticos. Existe un amplio margen de incertidumbre relacionada tanto con la evolución del clima como con las limitantes propias de los modelos que se utilizan para medirla. De allí la dificultad de dar respuesta a la pregunta ¿Cuánto tiempo tenemos para actuar?

De lo que sí se tiene certeza es de que el cambio climático antropogénico ha iniciado y que continuará. Sus consecuencias dependerán de las

⁹ Para una discusión detallada de este punto, ver Gallagher, Kelly Sims, “Acting in Time on Climate Change”, Conference Paper, Acting in Time on Energy Policy Conference, Harvard University, September 18-19, 2008.

medidas que se adopten tanto para mitigar el incremento en las emisiones de gases de efecto invernadero, como para adaptarse a las nuevas condiciones. Cuánto y cuándo se reduzcan las emisiones será determinante para definir qué tan grande resulta este cambio climático. Un factor importante a considerar es que en este proceso puede haber sorpresas que aceleren (o reduzcan) el cambio. Existe, por ejemplo, una preocupación de que con el deshielo de los glaciares se incremente en forma significativa la concentración de metano en la atmósfera, generando una espiral de cambio climático acelerado. Se requiere actuar antes de que el problema se vuelva inmanejable.

1.2. Contribución del sector energético al cambio climático

La energía ha sido factor determinante en impulsar el desarrollo y la industrialización del planeta. A partir de la Revolución Industrial, los combustibles fósiles han dominado como principal fuente de energía. Tanto en su proceso de generación como de utilización, los hidrocarburos y el carbón emiten cantidades considerables de gases de efecto invernadero, principalmente dióxido de carbono y metano.

Debido a la intensidad y continuidad en su utilización, el sector energético es el principal generador de gases de efecto invernadero, contribuyendo más del 60% de las emisiones totales.¹⁰ Por ello, aportar soluciones al problema del cambio climático implica buscar respuestas en el campo de la energía. La problemática es compleja: la demanda de energía a nivel global aumenta, a medida que se incrementan el crecimiento económico mundial y los requerimientos para satisfacer las necesidades de una población planetaria exponencialmente más grande. La dependencia en los combustibles fósiles es abrumadora, a pesar de los esfuerzos de diversificación de los últimos años. Además, la infraestructura energética tiene una vida útil de varias décadas; una vez establecida es muy costoso modificar el tipo de combustible utilizado, por lo que se está amarrado al nivel de emisiones derivadas de la elección inicial.

La Agencia Internacional de Energía (AIE) estima que, de mantenerse las tendencias actuales, aun tomando en cuenta las medidas para fomentar el uso de las energías renovables, los combustibles fósiles seguirán constituyendo el 80% de la canasta energética, con predominio del petróleo, seguido del carbón —que cubrirá el 50% de la demanda para generación eléctrica— y del gas natural.¹¹

¹⁰ El 39% de las emisiones de GEI provienen de otros sectores tales como los cambios en el uso de la tierra, la deforestación, los procesos químicos en la producción del cemento, entre otros.

¹¹ International Energy Agency, *World Energy Outlook 2008*. (Paris: AIE-OECD, p. 77).

Por otra parte, debido al dinamismo de sus economías, entre 2006 y 2030, el 51% del incremento de la demanda de energéticos provendrá de China e India. El Medio Oriente se convertirá en un importante polo de demanda, particularmente de petróleo. China concentrará el 43% de la demanda de crudo, seguido por el Medio Oriente con un 20% e India con un 19%. Durante ese periodo, los países no miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) aportarán el 87% del incremento en la demanda mundial de energía, pasando del 51% al 62% en términos de participación en la demanda total de energía.

Este incremento en la demanda de energéticos marca un cambio en la tendencia del consumo mundial de energía. Este hecho tiene implicaciones importantes para el cambio climático. En efecto, la creciente demanda de combustibles fósiles, especialmente en países que no tienen compromisos de mitigación de emisiones bajo el Protocolo de Kioto, impulsará a la alza las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes del sector energético, por lo menos durante las siguientes dos décadas. Entre 1990 y 2000, estas emisiones crecieron 2.5 giga-toneladas (Gt), para 2006 sumaron otras 4.5 Gt, alcanzando un total acumulado de 28 Gt. De acuerdo con proyecciones realizadas por la AIE, de mantenerse las tendencias actuales, las emisiones se incrementarán en un 45% al 2030 llegando a 41Gt.¹²

Excluyendo el transporte marítimo y la aviación internacionales, los países que no son parte de la OCDE contribuirán en un 97% al incremento de las emisiones hacia el 2030, concentrando el 66% de las emisiones totales, lo que representa un porcentaje superior al incremento en su demanda energética, debido a la composición de su canasta de combustibles. Tan sólo China e India aportarían el 49% y 17% respectivamente del incremento en las emisiones globales, en virtud del crecimiento en su consumo de carbón, energético del cual son dependientes.¹³

La concentración de dióxido de carbono en la atmósfera ha pasado de 280 partes por millón (ppm) en la época pre-industrial a cerca de 390 ppm en la actualidad. De igual forma la concentración de metano ha pasado de 715ppm a 1 774ppm. La concentración total de CO² equivalente, tomando en cuenta el cambio en el uso del suelo, es de 455ppm, es decir 60% superior a los niveles pre-industriales.¹⁴

La correlación entre concentración de GEI y temperatura no es lineal. Existen algunos factores ligados a las emisiones que llevan a una baja de temperatura, incluso algunos gases como los aerosoles tienen un efecto

¹² WEO2008, p. 382.

¹³ WEO2008, pp. 385-6.

¹⁴ WEO2008, p. 401.

negativo sobre las temperaturas. No obstante, el efecto final da un incremento en las temperaturas, resultando actualmente en 0.76°C adicionales en promedio con relación a los niveles pre-industriales. Tanto la AIE como el IPCC proyectan un incremento de las temperaturas en promedio de hasta 6 °C con relación a la época pre-industrial, con concentraciones de entre 660 y 790 ppm de CO², si es que no se toman medidas para mitigar las emisiones.

1.3. Estado actual del debate en torno al cambio climático

Pocos temas tienen hoy en día la capacidad de levantar tantas pasiones como el del cambio climático. Si bien existe un consenso científico a nivel internacional sobre la problemática del cambio climático, específicamente sobre el origen antropogénico del proceso actual, todavía hay personas —las menos— que cuestionan seriamente la importancia y dimensión del problema. No es raro encontrar críticas acérrimas a los principales estudios sobre el tema, por parte de académicos reconocidos.

Por un lado, están los convencidos, los motivados por el trabajo de Al Gore de adoptar como misión generacional el combate al cambio climático para salvar al planeta, cueste lo que cueste. Por el otro lado, se encuentran los escépticos, los críticos y los que, como Bjorn Lomborg promotor del Consenso de Copenhague, minimizan el recuento de los daños e incluso ven con optimismo este fenómeno.

Es fácil caricaturizar a ambos. El diálogo de sordos impide ver los argumentos valiosos de cada uno, los elementos que son imprescindibles tomar en cuenta si se quiere diseñar políticas públicas y acuerdos multilaterales viables para mitigar los estragos del cambio climático al menor costo posible.¹⁵

El tema del cambio climático no ha sido ajeno a ninguna profesión: desde científicos del clima, hasta científicos sociales, pasando por filósofos que abordan la dimensión ética de la problemática actual. Sin embargo, hoy en día, el debate más contundente se da entre economistas: ¿cuáles son los costos y beneficios de la mitigación?, ¿en que momento hay que actuar?, ¿vale la pena la cuantiosa inversión en mitigación?, ¿qué precio darle al carbono en el presente y en el futuro?, ¿es mejor poner un impuesto al carbono o establecer límites?, etc.

Del debate sobre los costos y beneficios de mitigar el impacto del cambio climático resulta rescatable la idea de establecer prioridades y de medir los costos y beneficios de cada acción. Este es un punto fundamental para un país como México que aún tiene importantes requerimientos

¹⁵ GORE, Albert A., *An Inconvenient Truth*, (New York: Rodale, 2006), Lomborg, Bjorn, *Cool It*. (New York: Vintage Books, 2008).

para atender las necesidades básicas de un porcentaje significativo de su población y que simultáneamente debe adoptar medidas de adaptación al cambio climático por la situación de vulnerabilidad en que se encuentra gran parte de su territorio.

En su artículo “Action in time on climate change”, Kelly Sims Gallagher hace un llamado a no postergar la acción, y propone como una primera medida el establecimiento de un presupuesto para las emisiones de GEI.¹⁶ En el caso de México, es fundamental analizar el problema con un enfoque transversal, que permita establecer prioridades y adoptar medidas al menor costo posible. Para ello, se requiere conocer, con datos duros, la situación real del país, y vislumbrar las decisiones de políticas públicas que pueden tomarse en el corto y mediano plazo para mitigar emisiones al menor costo posible. Como veremos más adelante, el sector energético ofrece amplias posibilidades para actuar ante este problema.

2. Negociaciones Internacionales

En 1988, dos órganos subsidiarios de la Organización de las Naciones Unidas, el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente y la Organización Mundial de Meteorología conjuntaron esfuerzos para estudiar un fenómeno que ambos habían identificado: el creciente incremento en la temperatura promedio de la Tierra. Acordaron establecer el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), integrado por reconocidos científicos del mundo para analizarlo.

Como resultado de este trabajo, se negoció y suscribió en 1992 la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), en la que se identifica la problemática y se hace un llamado a los estados a mitigar sus emisiones de GEI. La Convención reconoce que los países industrializados han contribuido en mayor medida al problema, que los países en desarrollo tienen derecho a seguir impulsando su desarrollo y establece el principio de “responsabilidades compartidas pero diferenciadas”, que ha sido la base de los acuerdos internacionales sobre el tema.

La Convención tiene la cualidad de haber logrado un muy amplio consenso, sumando 192 estados parte. Refleja además la aceptación generalizada de que el cambio climático es un problema global cuya solución requiere de la acción colectiva.

A casi dos décadas de su suscripción, los objetivos de la Convención se mantienen vigentes y sus principios dan sustento a la continuidad del diálogo sobre el tema. Sin embargo, a medida que el IPCC ha aportado mayores elementos para comprender la problemática del cambio climático, se ha intensificado la necesidad de pasar de lo indicativo a lo vincu-

¹⁶ GALLAGHER, p. 7.

lante, de lo relativo a lo concreto. Por ello, surgió en 1997 el Protocolo de Kioto, y por lo mismo hoy se plantea qué camino seguir después del 2012. La constante que se mantiene es la necesidad de la acción colectiva mediante la cooperación internacional.

2.1. Protocolo de Kioto: ¿historia de un fracaso anunciado?

El Protocolo de Kioto tiene el mérito de ser el primer acuerdo internacional sobre cambio climático con compromisos vinculantes. La negociación de este Protocolo en el marco de la Conferencia de las Partes de la CMNUCC resultó sumamente compleja debido a las serias diferencias de enfoques entre los países europeos y Estados Unidos, así como a la postura contundente de los principales países en desarrollo de no asumir compromisos cuantitativos que pusieran en riesgo su desarrollo, ciñéndose estrictamente a los principios establecidos en la Convención Marco de Cambio Climático.

El Protocolo de Kioto establece el compromiso cuantitativo global de reducir, en el periodo 2008-2012, las emisiones de GEI un 5.2% en promedio con relación a los niveles registrados en 1990.¹⁷ Los países que forman parte del llamado Anexo 1, es decir los industrializados y las economías en transición, adquirieron compromisos vinculantes de mitigación de emisiones. Los países en desarrollo asumieron únicamente compromisos voluntarios.

Durante la negociación, la viabilidad del Protocolo estuvo sometida a las dificultades para forjar un verdadero entendimiento, particularmente entre Estados Unidos y la Unión Europea. El primero promovía el comercio de emisiones como mecanismo de mitigación, mientras que los europeos propugnaban por el establecimiento de topes a las emisiones. Incluso dentro de la Unión Europea existían posiciones divergentes en torno a las estrategias. Por su parte, los países en desarrollo reprochaban a los países industrializados que la elección de un sistema de comercio de emisiones no tomara en cuenta las emisiones históricas ni la contribución per cápita a la problemática.

La búsqueda del consenso llevó a un acuerdo que impone a los países industrializados límites vinculantes de reducción de emisiones a alcan-

¹⁷ El Protocolo de Kioto establece una reducción promedio de 5.2% con relación a los niveles de 1990. Estados Unidos tendría que reducir un 7% con relación a sus emisiones de 1990, mientras que la Unión Europea adoptó un compromiso global del 8% (distribuido entre los Estados miembro de la UE bajo un esquema que obliga a unos a reducir más y a otros permite incluso incrementar sus emisiones), Japón y Canadá cada uno 6%, por mencionar a los principales.

zarse en el periodo 2008-2012 y establece tres instrumentos para que los países del Anexo 1 logren sus objetivos: el comercio de emisiones, la implementación conjunta y el mecanismo de desarrollo limpio (MDL), este último permite a los países del Anexo 1 contabilizar la mitigación de emisiones a través de proyectos en países en desarrollo. Por su parte, los países en desarrollo aceptaron integrar inventarios de emisiones y adoptar políticas y medidas voluntarias para reducir sus emisiones de GEI.

A la euforia por el aparente acuerdo histórico de 1987 siguió el escepticismo. El proceso de ratificación se demoró, los detalles para la instrumentación del Protocolo se siguieron negociando en subsecuentes Conferencias de las Partes. Finalmente, el Protocolo entró en vigor en el 2005, con la ratificación de Rusia pero sin las de Estados Unidos y Australia.¹⁸ A la fecha, 183 países han ratificado el Protocolo de Kioto, el último de los cuales fue Australia en diciembre de 2007.

La discusión en torno a la no ratificación por parte de Estados Unidos esclarece los debates y estrategias que se están considerando actualmente.

En 1987, Al Gore, entonces Vice-Presidente de los Estados Unidos, firmó con entusiasmo y convicción el Protocolo de Kioto. Sin embargo, el Senado estadounidense se negó a ratificar el acuerdo bajo el argumento de que Estados Unidos no podía asumir un compromiso de esta naturaleza mientras China, India y México,¹⁹ economías en proceso de expansión, no adoptaran compromisos cuantitativos. Esta demanda iba en contra del principio fundamental de la Convención de considerar las “responsabilidades compartidas pero diferenciadas” de los Estados. Con la llegada de George W. Bush al poder, quedó claro que el primer emisor del mundo no participaría en este esfuerzo global. La postura de la nueva administración republicana iba más allá de la del Senado, negaba la problemática. La no ratificación por parte de Estados Unidos asentó un duro golpe al Tratado.

Ocho años después, la llegada de Barak Obama a la Casa Blanca anuncia un resurgimiento del liderazgo estadounidense en esta materia. Debido a la tendencia al crecimiento de las emisiones en los llamados países emergentes, es de esperarse que Estados Unidos, que este año cedió el primer lugar en términos de emisiones absolutas a China, propugne por un acuerdo que incluya compromisos vinculantes para estas naciones.

En retrospectiva, podría decirse que el éxito limitado del Protocolo de Kioto tiene sus orígenes en el proceso de negociación mismo, aunque

¹⁸ La entrada en vigor del Protocolo requería de la ratificación de países Anexo 1 que conjuntaran el 55% de las emisiones de GEI.

¹⁹ La referencia inicial a México desapareció al poco tiempo de iniciada la campaña publicitaria tendiente a explicar la postura al pueblo estadounidense la postura de su Senado, posiblemente como concesión al socio del TLCAN.

también puede concluirse que los objetivos del Protocolo han resultado intrascendentes ante la dimensión del reto.²⁰

No se pretende hacer aquí una valoración del Protocolo de Kioto. Para fines de este ensayo, basta con recuperar aquellas cuestiones que pudieran resultar esenciales en el diseño de un mecanismo que sustituya a este acuerdo a partir del 2012. En todo caso habría que tomar en cuenta las condiciones existentes al momento de la negociación y los conocimientos que se tenían respecto a la problemática. En la última década muchos factores han cambiado, el mundo es diferente de 1992 cuando se negoció la CMNUCC.

Hoy en día, países como Corea y México son parte de la OCDE; la Unión Europea ha pasado de 15 a 27 miembros; China, India, Brasil, Sudáfrica se han establecido como economías emergentes. India, Indonesia y Brasil se encuentran ya entre los cinco primeros emisores de GEI. Por su parte, el IPCC ha avanzado en su conocimiento sobre el fenómeno del cambio climático, previendo situaciones mucho más preocupantes que las vislumbradas hace dos décadas.

Al momento de negociarse el Protocolo del Kioto, se consideraba que reducir las emisiones 5.2% respecto a los niveles de 1990 era suficiente para mitigar los estragos del cambio climático. Hoy en día los científicos afirman que para tener un impacto efectivo, se hubiera requerido una disminución de las emisiones en 80% tomando como año base 1990.

Aun con este objetivo poco ambicioso, los resultados de Kioto son limitados. Si bien al 2005, 22 países redujeron sus emisiones de origen energético e industrial por debajo de los niveles que tenían en 1990, varios incrementaron sus emisiones en forma significativa. Turquía ocupa el primer lugar con un aumento de GEI del 75%, seguido por Australia, Canadá y Nueva Zelanda con un 25%, Estados Unidos con 16% y Japón con el 7 por ciento.

Entre los países que lograron reducir sus emisiones se encuentran Rusia, República Checa, Polonia y Ucrania, que sufrieron fuertes crisis económicas como resultado de su transición política. Reino Unido y Alemania lograron mitigar emisiones por debajo del porcentaje comprometido, en parte por sus políticas de reestructuración económica (particularmente del sector eléctrico) y en parte por las políticas de eficiencia energética y energías renovables que adoptaron. Algunos países, como Dinamarca y Suecia, alcanzaron sus objetivos sin circunstancias atenuantes. Sin embargo, en estos países aún subsiste el reto de mitigar las emisiones prove-

²⁰ El Protocolo de Kioto establece una reducción promedio de 5% con relación a los niveles de 1990, en el periodo 2008-2012. Hoy en día el IPCC establece que para tener un impacto la reducción debiera ser del 80% con relación a los niveles de 1990. Para una lectura crítica del impacto del Protocolo de Kioto ver el libro de Bjorn Lomborg, *Cool It!*

nientes del transporte, la cuales tienen el potencial de borrar los logros en otros sectores.²¹

A una década de su suscripción y en pleno periodo de cumplimiento, resulta evidente que tanto por sus alcances como por el grado de cumplimiento de los Estados parte, el Protocolo de Kioto se ha quedado corto frente a la magnitud del reto actual.

2.2. El diálogo G8 + 5: Respuestas políticas ante la urgencia de actuar

Las negociaciones en el marco de las Naciones Unidas suelen ser largas y complejas, debido en gran medida al número de participantes. Este multilateralismo tiene la ventaja de lograr acuerdos globales, pero para avanzar se requiere ir despacio. Además, Estados Unidos ha perdido la confianza en el sistema de las Naciones Unidas, lo que frena su voluntad de asumir compromisos y someterse a la supervisión de este sistema internacional. Por ello, no es de sorprender que ante la urgencia de actuar y lograr compromisos concretos de los principales emisores, los líderes del mundo industrializado hayan buscado nuevos espacios para el diálogo y la concertación.

En el 2005, el Grupo de los Ocho (G8) tomó la iniciativa de impulsar un diálogo con las cinco economías emergentes –Brasil, China, India, México y Sudáfrica—sobre los temas de energía y cambio climático. Ese año, el IPCC presentó un informe sumamente sombrío sobre las consecuencias que tendría el cambio climático en un plazo relativamente corto, de no llevarse a cabo acciones drásticas de manera urgente. Al mismo tiempo, el mercado petrolero iniciaba una espiral al alza, vinculada a la demanda creciente de las economías emergentes. La relación entre combustibles fósiles y emisiones estaba ya ampliamente probada, de allí que la primera reunión del llamado G8 + 5, celebrada en Gleneagles, Escocia, en el 2005, se centrara en el tema de “Cambio Climático, Energías Limpias y Desarrollo Sustentable”.

Las Cumbres del G8 + 5 no son un foro de negociación como lo son las Conferencias de las Partes de la CMNUCC. Sin embargo, han tenido la virtud de sentar a la mesa a los principales actores que se requiere comprometer en el diseño de un acuerdo Post-Kioto que reúna los requisitos mínimos para tener un impacto efectivo tanto en la mitigación de emisiones como en la adaptación al cambio.

A partir del 2005, el G8 + 5 se ha reunido año con año. En Gleneagles, el G8 dio un mandato a la Agencia Internacional de Energía de la

²¹ GALLAGHER, pp. 13-14.

OCDE para que estudiara cuáles podrían ser las estrategias y alternativas para responder a la problemática del cambio climático. En la reunión de Heiligendamm, Alemania, celebrada en 2007, se acordó abordar el tema desde una perspectiva más amplia que incluyera la seguridad energética, el crecimiento económico y el desarrollo sustentable.

Por iniciativa de Japón, a la Cumbre de Hokkaido-Toyako (2008), se invitó además a Australia, Corea, Indonesia y a la Unión Europea. En esta reunión surgieron acuerdos concretos tales como el compromiso de reducir las emisiones de GEI en un 50% para el 2050, la creación de un fondo del G8 para nuevas tecnologías de 10 mil millones de dólares anuales, y de otro fondo de tecnologías limpias para países en desarrollo de 5 mil millones anuales. La Declaración de los líderes del G8 en su sección sobre Medio Ambiente y Cambio Climático establece también un sólido vínculo entre los objetivos de reducción de emisiones y el desarrollo de nuevas tecnologías ambientales.

Por su parte, la *Declaración sobre Seguridad Energética y Cambio Climático de los Líderes de las Principales Economías*²² adelanta ya algunas de las grandes líneas de la negociación del mecanismo que dará continuidad al Protocolo de Kioto.

Tras reconocer que el cambio climático representa el gran reto de nuestro tiempo, los Jefes de Estado y de Gobierno reiteran su adhesión a los objetivos, compromisos y acuerdos establecidos en la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Adelantan que están comprometidos a combatir el cambio climático “bajo el principio de responsabilidades compartidas pero diferenciadas y capacidades respectivas y confrontar los retos inter-relacionados de desarrollo sustentable, incluyendo la seguridad alimentaria y energética, y la salud humana.” Ratifican su compromiso con los acuerdos alcanzados en Bali tendientes a lograr una instrumentación completa y efectiva de los objetivos de la Convención, más allá del 2012. Asimismo, reconocen que la capacidad para alcanzar este objetivo de largo plazo dependerá del acceso a nuevas tecnologías que permitan modificar la forma en que se producen y utilizan la energía y la tierra en general. Finalmente, convienen en trabajar para lograr un acuerdo sobre el Post-Kioto en la 15^a. Conferencia de las Partes que se llevará a cabo en Copenhague en diciembre del 2009.²³

²² A esta cumbre, fueron convocados, además del G8 + 5, Australia, Corea, Indonesia y la Unión Europea.

²³ El texto completo de la Declaración se encuentra en www.mofa.go.jp/policy/economy/summit/2008/doc/doc080709_10_en.html

3. DISEÑANDO EL POST-KIOTO

Al iniciarse las negociaciones sobre cambio climático a principios de los 90, el conocimiento en torno a la problemática era incipiente. A lo largo de casi dos décadas, se ha ido avanzando en el entendimiento de la problemática en términos de datos cuantificables, de mediciones por fuente de emisión y por país, y se han desarrollado modelos que permiten proyecciones a 30, 50 o 100 años. Los conocimientos adquiridos, incluidos aquellos obtenidos con la implementación del Protocolo de Kioto, forman un valioso acervo informativo que debería permitir diseñar esquemas de mitigación más ambiciosos, realistas y viables.

En la actualidad, un acuerdo factible y efectivo requiere ineludiblemente de compromisos cuantitativos de mitigación de emisiones por parte de Estados Unidos y de China. Ambos países producen hoy en día cerca del 50% de las emisiones totales. Considerando sus infraestructuras energéticas, las políticas de mitigación que están instrumentando y sus proyecciones de consumo de combustibles fósiles, de no adoptar ambos medidas contundentes de mitigación, no podrá frenarse la espiral de emisiones de GEI. Dado que se trata de una problemática global, ante la dimensión de la aportación de Estados Unidos y de China, cualquier esfuerzo sin la participación de estos dos países resultaría inútil. He allí una clave importante de la negociación, y sin duda uno de sus grandes desafíos.

Desde 1992, China ha abogado por que se considere una medición de las emisiones per cápita. Bajo ese esquema, China pasaría del primer lugar en términos absolutos a cerca del 120.²⁴ La posición de China, con más de mil trescientos millones de habitantes y con importantes requerimientos de desarrollo, es perfectamente racional. No obstante, en virtud de su contribución en términos absolutos, es imprescindible lograr un compromiso de mitigación de su parte. Para ello, será indispensable apoyar a China, con recursos financieros y tecnológicos, que permitan modificar su infraestructura energética de manera sustancial.

Es común pensar que, dado que no tienen compromisos cuantitativos de reducción, los países que no forman parte del Anexo 1, no están tomando medidas para evitar emisiones futuras. Esta impresión no toma en cuenta la multiplicidad de políticas energéticas que se han adoptados en numerosos países no miembros del Anexo 1 para incrementar la eficiencia energética y diversificar las fuentes de combustibles, optando por otras más limpias como el gas natural o las renovables. Brasil, por ejemplo, se ha convertido en punto de referencia para la producción y uso de

²⁴ En 2000, China era el segundo emisor en términos absolutos y el 122 per cápita. Fuente: www.semarnat.gob.mx con datos de <http://cait.wri.org/>

biocombustibles, lo que le ha permitido evitar emisiones.²⁵ China, por su parte, ocupa hoy el primer lugar mundial en términos de energías renovables instaladas, con 42GW instalados en el 2005.²⁶

En su plan quinquenal (2006-2010), el gobierno chino estableció como meta una reducción del 20% en la intensidad energética para el 2010. Este objetivo fue reiterado en la Cumbre del G8 de 2007. Para lograrlo, se han implementado medidas de eficiencia energética, tanto en la generación de electricidad como en el uso del combustible. Asimismo, se han establecido impuestos más altos para los automóviles que más consumen gasolina, y se lleva a cabo un importante programa de normas de eficiencia para electrodomésticos. También se ha promovido fuertemente el desarrollo de las energías renovables.

No obstante el esfuerzo, parece difícil que China alcance el objetivo establecido debido al incremento en su consumo energético y a su alta dependencia del carbón como fuente primaria de energía. Aun con todas las medidas de diversificación que se han adoptado, el carbón representa el 80% del suministro de combustible y de emisiones de GEI. En lo que va del siglo XXI, China ha duplicado su sistema eléctrico cada cinco años, aunque no necesariamente con plantas más limpias.²⁷ El alto porcentaje de carboeléctricas hace de China un lugar ideal para la aplicación de tecnologías de carbón limpio y para desarrollar infraestructura de captura y almacenaje de carbono, que se encuentran aún en estados experimentales y resultan muy cara. Para lograr una mitigación de emisiones en China, respetando el derecho del país a impulsar su crecimiento económico, se requerirá de un importante apoyo tecnológico y financiero por parte de los países desarrollados.

En el caso de Estados Unidos, igualmente predomina la idea que dado que el país no ratificó el Protocolo de Kioto, no ha hecho nada para mitigar emisiones. Sin duda Estados Unidos está lejos de cumplir con lo establecido en Kioto, pero el panorama es un poco más alentador de lo que parece.

Por un lado, aun sin Kioto, el gobierno federal ha adoptado medidas, en su origen para impulsar la seguridad energética, que han tenido como consecuencia derivada reducir el crecimiento de las emisiones. Varios estados e incluso municipios han adoptado medidas de mitigación a través

²⁵ La política de biocombustibles de Brasil ha sido un ejemplo a nivel internacional. Sin embargo, dependiendo de su origen no todos los biocombustibles contribuyen a reducir emisiones y, al extenderse la práctica de cambiar el uso de suelo para producir materia prima para los biocombustibles, se corre el riesgo de llegar a la deforestación de extensos bosques y selvas, lo que impacta negativamente en el cambio climático.

²⁶ GALLAGHER, p. 17.

²⁷ Los datos provienen de Gallagher (2008), pp. 17-19.

de la eficiencia energética, la promoción de las energías renovables y programas de tope y comercio de emisiones (*cap-and-trade*). La *Regional Greenhouse Gas Initiative* promueve tope y comercio de emisiones en el sector eléctrico entre 10 estados del noroeste y del Atlántico. La meta es reducir las emisiones un 10% con relación a los niveles actuales en el 2019. En las regiones del Medio oeste y del Oeste se han establecido programas similares, que incluyen a provincias canadienses y que abarcan otros sectores, además del eléctrico.²⁸

Por otra parte, el parque eléctrico de Estados Unidos se encuentra en etapa de sustitución en un porcentaje significativo, lo que permite optar por tecnologías más eficientes y combustibles más limpios, sin necesariamente incurrir en un costo superior. Los laboratorios y centros de investigación de la Unión Americana tienen un liderazgo reconocido en el desarrollo de tecnologías que permiten mitigar y capturar emisiones.

Si bien es cierto que Estados Unidos lleva un gran retraso respecto al cumplimiento de sus compromisos de Kioto, los programas e iniciativas adoptados en los últimos dos o tres años le permitirán avanzar en forma acelerada, cuando decida asumir su responsabilidad en esta problemática. Es interesante notar que ya se prepara a las nuevas generaciones estadounidenses a aceptar la transición energética mediante programas infantiles —incluidas caricaturas— que critican el uso de combustibles fósiles y promueven las energías limpias y la protección ambiental.

Los nombramientos por parte de Barak Obama del Premio Nobel Steven Chu como Secretario de Energía, de Carol M. Browner como Jefa de la Oficina para políticas de energía, medio ambiente y cambio climático de la Casa Blanca, y de Lisa Jackson como Directora de la Agencia de Protección Ambiental anunciaban ya un cambio significativo en la estrategia de Washington hacia el cambio climático. Al presentar el *American Recovery and Reinvestment Act*, en marzo de 2009, el Presidente Obama marcó la pauta que seguirá su administración, al vincular la seguridad energética y la recuperación económica con el combate al cambio climático.²⁹ Es de esperarse que para la reunión de Copenhague de diciembre de 2009 Estados Unidos retome un papel de liderazgo en el diseño del nuevo acuerdo internacional de mitigación.

Estados Unidos y China representan únicamente una parte de la ecuación para dar respuesta a la problemática del cambio climático. La otra parte es el resto del mundo, aunque la Unión Europea, Rusia e India tie-

²⁸ GALLAHER, p. 16.

²⁹ El programa del Presidente Obama prevé una inversión de 60 mil millones de dólares en energías limpias y un fortalecimiento de las normas de eficiencia energética.

nen una responsabilidad preponderante.³⁰ Salvo excepciones contadas, como es el caso de Myanmar donde las emisiones provienen principalmente de la deforestación, la mayoría de las emisiones se originan en la producción y uso de la energía.

El debate en torno al diseño de una estrategia para mitigar los estragos del cambio climático no puede desvincularse de los acuerdos alcanzados en Bali, en especial de dos consideraciones esenciales: 1) las emisiones por país, tanto totales como per cápita, y 2) la capacidad económica del país, incluyendo sus requerimientos de desarrollo y su potencial de crecimiento. Un acuerdo multilateral efectivo y viable requiere igualmente de la participación de todos los miembros del Anexo 1, de las economías emergentes y de acciones en los países en desarrollo, incluidos los más pobres, tanto para instaurar medidas de adaptación como para impulsar un desarrollo sostenible que permita evitar futuras emisiones.

3.1. Estrategias para el régimen Post-Kioto³¹

En la reunión de Gleneagles de 2005, el G8 dio un mandato a la Agencia Internacional de Energía (AIE) para que propusiera políticas públicas y tecnologías en materia de energía que permitan mitigar los estragos del cambio climático causados por este sector. Como resultado de este esfuerzo la AIE ha publicado una serie de estudios, el último de los cuales es el *World Energy Outlook 2008* en el que aborda posibles opciones de políticas públicas del sector energético que podrían adoptarse en un régimen post-Kioto.

Las perspectivas de la AIE presentan, como punto de partida, un escenario de referencia, que describe las proyecciones de consumo energético y de emisiones de mantenerse las tendencias actuales. Posteriormente, contrastan este escenario con uno alternativo que permite reducir el consumo de combustibles fósiles y de emisiones, mediante la diversificación energética, la instrumentación de políticas que fomentan el ahorro de energía y la adopción de nuevas tecnologías.

En el estudio publicado a finales de 2008, con base en información del IPCC y en modelos propios, la AIE señala que, de mantenerse las tendencias actuales y no adoptar medidas, a finales del siglo XXI la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera se habrá duplicado,

³⁰ La AIE señala que China, Estados Unidos, la Unión Europea, India y Rusia emiten actualmente el 65% de las emisiones totales provenientes del sector energético. Sin la participación comprometida de estos países, no es factible alcanzar acuerdos de mitigación que permitan lograr la estabilización de emisiones necesarias para contener la problemática del cambio climático. (WEO 2008, p. 407.)

³¹ Esta sección se basa en el capítulo 17 del *World Energy Outlook 2008*. (Paris: OECD/IEA, 2008). El texto a continuación sigue la lógica del capítulo.

pasando de 380ppm en 2005 a 700ppm (o 1000 ppm de CO₂-eq), lo que llevaría a un incremento en las temperaturas promedio de la tierra de 6°C. Tan sólo al 2030 se registraría un incremento del 45% en las emisiones del sector energético, procedente en tres cuartas partes de China, India y el Medio Oriente. Si bien el incremento en emisiones provendría en un 97% de países no miembros de la OCDE, en términos per capita las emisiones seguirían siendo, en casi todos los casos, muy inferiores a las de los países OCDE.³²

Un aumento en la temperatura promedio de la tierra de 6°C tendría un impacto devastador sobre la vida humana, animal y vegetal. Por ello, la AIE propone dos escenarios alternativos para estabilizar las emisiones de GEI: uno a 550 ppm de CO₂-eq. y el otro a 450 ppm de CO₂-eq., lo que permitiría frenar el incremento en las temperaturas en 3°C y 2°C respectivamente. El segundo escenario es el más drástico y el que, tomando en cuenta las condiciones actuales, parece más difícil de alcanzar, toda vez que requeriría de reducciones significativas de emisiones a partir del 2020, y de la utilización de nuevas tecnologías que aún no se han acabado de desarrollar. En ambos casos, las emisiones bajarían en los principales países emisores a partir del 2030.³³ Además de las propuestas de la AIE, se han considerado opciones que estabilizan las emisiones a niveles más elevados y se han hecho llamados, por parte de los países más vulnerables, a considerar niveles inferiores a los 450ppm de CO₂-eq.

Lograr cualquiera de estos objetivos, requerirá de cambios significativos en la forma en que se produce y utiliza la energía a nivel mundial. Para ello, será necesario adoptar políticas innovadoras que permitan una mayor diversificación energética y un acelerado ahorro de energía, marcos reguladores que favorezcan la mitigación de emisiones, inversiones en investigación y desarrollo de nuevas tecnologías para producir energía limpia y la puesta en marcha de un mercado de emisiones global. Todo ello implica inversiones cuantiosas que deberán realizarse en forma acelerada.

El objetivo de largo plazo será resultado de una negociación multilateral. Para tener éxito, será indispensable acordar objetivos claros a futuro, que consideren tanto el nivel adecuado de estabilización de las emisiones como su trayectoria, a fin de obtener el esquema más eficiente y viable.

Reducir emisiones en el sector energético conlleva consideraciones prácticas de importancia, tales como las necesidades tecnológicas, los costos de inversión en la infraestructura y en los combustibles, y la tasa de reposición de la infraestructura del sector. Esta última es particularmente baja en el sector eléctrico, por lo que el campo de acción es limitado a

³² WEO 2008, pp. 45-6.

³³ WEO 2008, p. 47. Ver capítulo 17 para mayores detalles.

menos que se opte por un oneroso esfuerzo de retiro anticipado de plantas contaminantes.³⁴

El *World Energy Outlook 2008* establece que podrían adoptarse diversas políticas para alcanzar los objetivos que acuerde la comunidad internacional. La práctica demuestra que, por lo menos en el sector energético, los países escogen las opciones que mejor se adaptan a sus circunstancias. Por ello, el mecanismo post-Kioto tenderá a ser flexible e “híbrido”. Podría integrarse con una combinación de las siguientes políticas:

1. Sistemas de tope y comercio de emisiones (*cap-and-trade*).
2. Acuerdos sectoriales (en el transporte y en la industria).
3. Políticas y medidas a nivel nacional.

El enfoque presentado por la AIE tiene la virtud de respetar los principios establecidos en la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, a la vez que toma en cuenta los cambios en las condiciones económicas y de desarrollo a nivel global, en congruencia con el Plan de Acción de Bali.

La AIE define tres categorías de países: 1) “OCDE plus”,³⁵ es decir los Estados miembro de la OCDE más aquellos de la Unión Europea que no lo son; 2) otras economías de importancia³⁶; y, 3) otros países. A cada grupo se le asignan diferentes tipos de medidas de mitigación.

En el caso del grupo 1, países “OCDE plus”, las medidas incluyen tope y comercio de emisiones en los sectores eléctrico e industrial, así como acuerdos sectoriales internacionales para la industria y el transporte, y medidas y políticas nacionales para los edificios. En el caso del grupo 2, no existen tope y comercio de emisiones, pero sí acuerdos internacionales sectoriales para la industria y el transporte. El sector eléctrico y los edificios son objeto de medidas y políticas nacionales. Para el grupo 3, únicamente se proponen medidas y políticas nacionales, aunque se está considerando la posibilidad de incluir algún tipo de mitigación sectorial o de crédito de emisiones en un esquema de mecanismo de desarrollo limpio fortalecido.³⁷ La innovación con relación al Protocolo de Kioto es la introducción de acuerdos sectoriales y la asignación específica de compromisos sectoriales a las economías emergentes.

³⁴ WEO 2008, p. 413.

³⁵ Cabe destacar que Corea y México, países miembros de la OCDE pero no del Anexo 1, están incluidos en esta categoría que corresponde a aquellos que deberán asumir mayores compromisos.

³⁶ China, Rusia, India, Irán, Arabia Saudita, Indonesia, Brasil y Sudáfrica.

³⁷ WEO 2008, p. 422.

3.1.1. Sistema de tope y comercio de emisiones

El sistema de tope y comercio de emisiones tiene sus orígenes en el Protocolo de Kioto en el que se acordó instaurar objetivos vinculantes de reducción de las emisiones de los GEI. El Plan de Acción de Bali, acordado en la COP 13 en el 2007, establece que los países desarrollados deberán adoptar topes cuantificables de emisiones y objetivos de reducción. Para lograr estos objetivos, sin poner en riesgo la viabilidad económica de los estados, se propone crear un esquema mixto de tope y comercio de emisiones que permitiría reducir el costo global de mitigar emisiones y lograrlo en forma más eficiente desde el punto de vista económico.

Esta propuesta recoge mecanismos que actualmente están en ejecución, pero existe un amplio margen de perfeccionamiento y adecuación. Entre las cuestiones que se estarían negociando se encuentran: establecer topes específicos para cada tipo de GEI, incluir únicamente algunos sectores, permitir el comercio no sólo entre países sino entre empresas. El funcionamiento adecuado de este esquema requiere de un sistema avanzado de monitoreo, verificación y cumplimiento, así como la determinación del precio del carbono. Actualmente estos sistemas sólo se han establecido en los países desarrollados, para sectores como el eléctrico y el de la industria pesada. Debido a la dificultad para cuantificar las emisiones en estos sectores, la agricultura, el uso de la tierra y los edificios no se prestan a la aplicación de este esquema.

No se descarta la posibilidad de que algunos países en desarrollo pudieran adoptar el sistema de tope y comercio de emisiones, en especial si se les ofrece un esquema voluntario que contenga etapas de graduación. Para ello sería indispensable desarrollar las capacidades administrativas en materia de cuantificación y monitoreo de emisiones, así como asegurar que el costo de bajar emisiones no comprometiera el desarrollo económico del país. Desde el punto de vista mundial, se obtendrían beneficios de largo plazo si se pudiera incluir a China e India en este esquema, toda vez que se tendría mayor certidumbre sobre los compromisos de mitigación a nivel global.³⁸

3.1.2. Acuerdos Sectoriales

Por su parte, los acuerdos sectoriales se vislumbran como una opción menos onerosa que el sistema de tope y comercio de emisiones, y más apta para ser adoptada por países de la OCDE y no miembros de la OCDE. Se definen como “acuerdos internacionales que comprometen a los países

³⁸ WEO 2008, p. 427.

participantes a adoptar procesos u objetivos comunes con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un sector específico”.³⁹

El enfoque sectorial busca reducir la intensidad de consumo energético o establecer metas de eficiencia en ciertos sectores, tales como el siderúrgico, el cementero, la aviación y el transporte vehicular. Las industrias más propicias son las que conjugan un número reducido de actores con la participación en el comercio internacional. Los requerimientos pueden ser de eficiencia (por ejemplo, normas de eficiencia para los automóviles), de utilización de ciertas tecnologías (por ejemplo, porcentaje de energías renovables o de biocombustibles), e incluso, en el futuro, podrían demandar el uso de tecnologías específicas para mitigar emisiones (por ejemplo, captura y almacenamiento de carbono para las carboeléctricas).

Este enfoque está basado en las mejores prácticas internacionales y tiene la ventaja de introducir la mitigación de emisiones en ciertos sectores que hasta ahora han quedado fuera de este importante esfuerzo, tales como la aviación. La instrumentación de los enfoques sectoriales se encuentra en etapa inicial, con algunos acuerdos concretados tales como el *Asia-Pacific Partnership for Clean Development and Climate* que agrupa a Australia, Canadá, Corea, China, Estados Unidos, Japón e India en un esfuerzo público y privado para compartir mejores prácticas e información en ocho sectores. Por sus características, la industria del cemento y del acero son las que podrían tener mayores resultados en el corto plazo.

3.1.3. Políticas y Medidas Nacionales

Las políticas y medidas nacionales han sido el motor de gran parte de la mitigación que se ha logrado hasta ahora. En los escenarios alternativos elaborados por la AIE las decisiones a nivel nacional, incluso en los países que no pertenecen a la OCDE, juegan un papel fundamental en el logro del objetivo de mitigación que se acuerde internacionalmente. Las medidas pueden incluir políticas fiscales para incentivar la participación, como el impuesto al carbono, marcos regulatorios que fomenten menores emisiones de GEI, transparentar la información, candados en las licitaciones gubernamentales, y fondos públicos para combatir el cambio climático.⁴⁰

Dado que las ciudades generan el 70% de las emisiones de carbono provenientes del sector energético, existe un enorme potencial para mitigar emisiones a través de medidas en tres áreas estratégicas, a saber: el uso de tecnologías integradas en la producción de energía; el transporte modal; y los edificios.

³⁹ WEO 2008, p. 427.

⁴⁰ WEO 2008, p. 432.

En apego al Plan de Acción de Bali, las estrategias nacionales de mitigación no deben poner en riesgo el potencial de desarrollo sostenible de cada país. Esto es particularmente relevante para aquellos países que no son miembros del Anexo 1 o parte del nuevo grupo de economías emergentes, ya que hay que alentar su participación voluntaria en el esfuerzo. En ese sentido, las políticas en materia de energía que mejor se adaptan a esta categoría incluyen promover la eficiencia energética, impulsar energías renovables, y reducir los subsidios (sin afectar el bienestar de los más necesitados).⁴¹

3.1.4. Algunas consideraciones

Dos cuestiones serán clave para el éxito del régimen post-kioto que se acuerde: la económico-financiera y la tecnológica. Mitigar los estragos del cambio climático implica cuantiosas inversiones y avances tecnológicos significativos. Avanzar en ambos frentes es fundamental para lograr resultados significativos en la lucha por frenar y reducir emisiones. Ambos temas merecen un ensayo en sí. A continuación, se presentan algunas consideraciones que deben tenerse presentes en el diseño y acuerdo del nuevo pacto internacional.

El financiamiento de la mitigación del cambio climático será un elemento central de la negociación. Estudios realizados por diversas instituciones como el IPCC, el Fondo Monetario Internacional, y la OCDE estiman una reducción del producto interno bruto mundial de entre 0.2% y 2.5% en el 2030, en un escenario de mitigación de 550 ppm CO₂ eq. Los porcentajes pasan de 0.5% y 3% si se opta por estabilizar las emisiones en 450 ppm CO₂ eq.⁴²

Se considera que el costo de la inacción sería aún superior. En el reporte *The Economics of Climate Change (2007)*, Nicholas Stern calcula que un incremento de 2°C a 3°C en la temperatura promedio del planeta produciría pérdidas equivalentes al 3% del PIB mundial, mientras que un incremento de 5°C, tendría un impacto equivalente a la Gran Depresión o la Segunda Guerra Mundial.⁴³

Como parte del esfuerzo para mitigar las emisiones, se deberá poner un precio al carbono. La AIE estima que en 2030, el precio de la tonelada de CO₂ podría situarse entre 90 y 180 dólares, dependiendo del objetivo de restricción. Para ser efectivo, el precio de carbono se impondría mediante medidas fiscales, comerciales e incluso regulatorias. Este precio

⁴¹ WEO 2008, p. 434.

⁴² WEO 2008, p. 437.

⁴³ Si bien Stern ha recibido algunas críticas acérrimas, su punto de vista es el que ha prevalecido. Para una interpretación crítica del costo de la mitigación, ver Lomborg, *Cool it!*

tendrá también un impacto en la efectividad del mecanismo de desarrollo limpio.

Adicionalmente, se requiere acelerar el apoyo a la innovación y al desarrollo de tecnologías bajas en carbono. La AIE estima que, por ejemplo, en el sector energético se requieren inversiones adicionales por 1.2 billones de dólares para la generación eléctrica y 3 billones para la eficiencia energética, si se tiene un objetivo de estabilización de 550 ppm CO₂ eq. Los requerimientos son mayores si se busca alcanzar el objetivo más ambicioso de 450 ppm CO₂ eq., pasando de 0.24% del PIB por año entre 2010 y 2030, a 0.55 % durante el mismo periodo.⁴⁴ En ambos casos, eventualmente se lograrían ahorros importantes en la factura energética que justificarían ampliamente las inversiones.

En las discusiones en torno a las políticas para mitigar el cambio climático, es común que se abogue por un incremento en la generación con energías renovables. El concepto en sí es atractivo, y existen ejemplos a nivel mundial de los avances que se pueden alcanzar con estas alternativas, particularmente con las eólicas. Para incrementar la competitividad de las energías alternas, incluido la nuclear, habría que incluir dentro de los costos las externalidades, para ello es fundamental darle un precio al carbono.

Por otro lado, resulta indispensable discernir que no todas las opciones pueden aplicarse de la misma forma en todo lugar. Para cada opción se requiere reunir ciertas condiciones que no necesariamente se reproducen en todas partes. Por ejemplo, las eólicas requieren de cierta calidad de viento, la energía mareomotriz de variedades de temperaturas, la solar de concentraciones de energía. Varias de las renovables producen energía intermitente, factor que hay que tomar en cuenta. Cada país tiene que evaluar cual es su mejor abanico de opciones. Hoy en día se requiere además considerar el impacto que el cambio climático está teniendo o puede tener sobre las energías renovables. En el caso de las hidroeléctricas, algunas regiones se verán favorecidas por el aumento en el caudal de ríos o presas, mientras que en zonas que padezcan sequías, pasará justo lo contrario.

Los escenarios de mitigación más ambiciosos requieren de la instrumentación inmediata de las tecnologías más avanzadas. Para alcanzar esos objetivos se requiere, por ejemplo, de la captura y almacenamiento de carbono, la cual es mencionada reiteradamente como si fuera una tecnología madura. La realidad es que en mucho, la captura y almacenamiento de carbono se encuentra en una etapa experimental de desarrollo. Los mejores científicos del mundo se encuentran aún estudiando su impacto, tratando de minimizar efectos tales como la migración del carbono

⁴⁴ WEO 2008, p. 479.

hacia los acuíferos aledaños o los movimientos telúricos que podrían resultar de la inyección de gas en la tierra. Por otra parte, se tiene aún que construir los ductos y toda la infraestructura que permita llevar al carbono a los centros de confinamiento. Este es un proceso largo y costoso. Por ello, al considerar opciones, será necesario medir en qué momento y en qué lugar se podrá hacer uso de cada una de las alternativas existentes.

La variable tecnológica de la mitigación es sumamente compleja y costosa. No será posible esperar una participación activa de los países no Anexo 1 en este esfuerzo si no se establecen los mecanismos que permitan transferir la tecnología y financiar su implementación.

Diseñar un mecanismo post-kioto ambicioso, viable y efectivo resulta un ejercicio altamente complejo, debido a la diversidad de variables que deben tomarse en cuenta. Los modelos desarrollados por los científicos requieren de profundos conocimientos para su interpretación. Además de las diferencias entre países, están los enfoques que privilegian la mitigación sobre la adaptación y vice-versa. La realidad es que hoy en día se requiere de ambas, lo que suma aún más las tareas a realizar. Ante la magnitud del reto, no sólo económico sino incluso intelectual, resulta entendible el llamado de algunos a minimizar el problema y centrar los esfuerzos exclusivamente en el presente. Sin duda, hoy en día tenemos urgentes prioridades por atender. Pero es imprescindible pensar creativamente y diseñar políticas y estrategias que permitan atender las necesidades presentes a la vez que se atiende la problemática del cambio climático.

3.2. Resultados de la COP 14⁴⁵

En diciembre de 2008, se celebró en Poznan, Polonia, la 14^a Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Esta reunión era considerada un paso intermedio antes de llegar a la COP 15, que se llevará a cabo en Copenhague en diciembre de 2009, y de la que saldrá el nuevo régimen climático internacional que ampliará o sustituirá al Protocolo de Kioto en el 2012.

Los resultados de la reunión fueron limitados, acordes con el contexto internacional. No era realista esperar grandes avances, en un contexto de incertidumbre, crisis económica mundial y gobierno en transición en Estados Unidos. Resulta, sin embargo, alentador analizar las discusiones en torno a la “Visión Compartida”, concepto delineado en Bali y que se ha ido dibujando a lo largo de la COP 14, que se complementa con cuatro

⁴⁵ Agradezco al Centro Mexicano de Derecho Ambiental, única ONG mexicana participante en Poznan, por la información proporcionada en torno a la reunión. Cualquier error de interpretación es de la autora.

grandes temas: mitigación, adaptación, desarrollo y transferencia de tecnología y financiamiento.

Los países en desarrollo tuvieron una participación más activa. Varios de ellos, como China, Brasil y México, anunciaron planes concretos o metas para reducir emisiones. Aún con estas señales de flexibilización, se reiteraron los principales argumentos avanzados a lo largo de las últimas dos décadas: la necesidad de que los países desarrollados tengan compromisos de mitigación más elevados, el derecho de los no-Anexo 1 a aspirar a niveles superiores de desarrollo, la importancia de la cooperación tecnológica y financiera.

Sobre algunos puntos básicos no hay convergencia aún. Uno fundamental es definir en que nivel se quiere estabilizar las emisiones: los países europeos establecieron su objetivo de limitar el incremento de las temperaturas a 2°C, los estados micro-islas abogaron por frenar las emisiones en 350ppm CO₂ eq, en un acto desesperado de supervivencia. Otros no se pronunciaron oficialmente sobre el tema, aunque empieza a gestarse un consenso en torno a la idea de reducir emisiones en un 50-60% para el 2050. En Poznan no hubo propiamente una negociación sobre el régimen post-Kioto. Para llegar a un consenso en Copenhague se requerirá de arduas negociaciones a lo largo del año, en especial entre los países Anexo 1 y las economías emergentes para llegar a un acuerdo que permita alcanzar los objetivos de largo plazo establecidos en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

4. OPORTUNIDADES PARA MÉXICO

4.1. Situación actual

¿Porqué México debería asumir un papel activo en el diseño y la negociación del régimen internacional de mitigación de emisiones post-Kioto?

México se encuentra entre los primeros quince países a nivel mundial en términos económicos y de emisiones. Es, además, un país altamente vulnerable a los estragos del cambio climático. Por ambas razones, México tiene la responsabilidad ética de actuar.

Por otra parte, dentro del diálogo G8 + 5, México ha adoptado un papel activo en la búsqueda de soluciones a esta problemática, promoviendo el *Segundo Diálogo Ministerial sobre Cambio Climático, Energía Limpia y Desarrollo Sustentable* en octubre del 2006, y presentado una propuesta para la creación de un Fondo Verde en la reunión del G8 del 2008. El propio Presidente Felipe Calderón ha tomado la bandera del combate al cambio climático como una de sus prioridades a nivel internacional.

En el marco de las Naciones Unidas, la posición de México también ha cambiado. Al haber ingresado a la OCDE sin ser parte del Anexo 1 y haber renunciado al G77, México actúa como país independiente en las negociaciones de cambio climático. No tiene obligación de coordinarse con ningún grupo. Decidió, sin embargo, unirse a uno *sui generis*, el llamado Grupo de Integridad Ambiental, formado por Suiza (país Anexo 1), Corea y México (ambos OCDE sin compromisos cuantitativos), Mónaco y Liechtenstein. La participación en este grupo ha dado a México un lugar en la mesa en los diálogos entre grupos, en donde se intercambia valiosa información y se avanzan posturas de negociación.

Desde el punto de vista de internacional, México ya tiene un espacio ganado que debe afianzarse mediante la adopción de medidas que demuestren que el país está dispuesto a luchar por un mecanismo efectivo de reducción de emisiones. Esto implica necesariamente asumir algún tipo de compromiso cuantitativo, que puede ser voluntario siempre que sea medible y verificable. Este paso daría a México la calidad moral para exigir a países como Estados Unidos, China, India y Brasil que actúen. México incrementaría no sólo su credibilidad y relevancia internacional, sino que tendría un elemento potente para negociar financiamiento y transferencia de tecnología de punta en materia de mitigación de emisiones.

Hasta hace poco, México se había resistido a asumir compromisos de reducción. En Poznan, el Secretario de Medio Ambiente, Juan Elvira Quesada, anunció que México asumía el compromiso voluntario de buscar reducir sus emisiones en un 50% para el 2050. Otros países, como China y Brasil, también informaron que estarían tomando medidas para disminuir su contribución al cambio climático, pero ninguna otra economía emergente se acercó como México a lo que se estaría esperando de ellas en un acuerdo post-Kioto.

México ha sido ejemplo dentro de los países no Anexo 1, al cumplir con los requerimientos informativos y presentar tres Comunicaciones Nacionales y actualizar sucesivamente sus Inventarios Nacionales de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. México ha adoptado políticas y medidas que han permitido evitar emisiones.

Sin embargo, hasta ahora, y aún teniendo una estrategia nacional de acción climática, la actuación de México se da más en el ámbito de la palabra que de la concreción, debido a la desvinculación existente entre la política de clima y las demás. Existe una brecha enorme entre el compromiso presidencial y el tener un paquete que permita reducir emisiones sin atentar contra el interés del país. Un ejemplo de ello es lo que sucede en el sector energético, donde las normas ambientales se ajustan a los requerimientos de las empresas y las políticas de combustibles siguen lógicas lejanas a las de la mitigación de emisiones.

No es momento de enfrascarse en recriminaciones. En el actual contexto económico y político resulta más efectivo ver dónde estamos y qué es lo que como país realmente podemos hacer para contribuir al esfuerzo internacional de combatir al cambio climático, y así limitar la vulnerabilidad de nuestro país.

Durante los últimos años, México se ha ido preparando silenciosamente, desarrollando sus capacidades de medición y cuantificación de emisiones, y conociendo más a fondo la situación del país. Actualmente, con el apoyo de instituciones reconocidas como el Centro Mario Molina, el Banco Mundial y especialistas ingleses, se están llevando a cabo estudios sobre el impacto del cambio climático en México. Resulta alentador que el Gobierno Federal optara por establecer un Programa Especial de Acción Climática, con las implicaciones vinculantes que conllevan este tipo de programas.

La publicación del Programa Especial de Acción Climática, prevista originalmente para diciembre de 2008, fue retrasada con el fin de recoger las observaciones de los especialistas y adecuar al programa al compromiso anunciado por México de reducir sus emisiones en un 50% para el 2050. A la fecha de redacción de este ensayo, no se ha llevado a cabo su publicación. El texto revisado, puesto a consulta en abril de 2009, muestra un primer gran esfuerzo para sumar voluntades, establece una visión de largo plazo, elementos de una política transversal, y propuestas concretas para propiciar la mitigación y adaptación al cambio climático. Sin embargo, es un documento que parece quedarse corto frente al enorme objetivo que México se ha planteado. Sería de esperar que el PECC se convierta en un programa vivo, dinámico, que se enriquezca en propuestas y compromisos a medida que se vaya transformando la capacidad de romper paradigmas y pensar soluciones basadas en una visión diferente de nuestro modelo de desarrollo.

4.2. Opciones de política energética

De acuerdo con los *Informes del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990-2002*,⁴⁶ las emisiones de México crecieron un 30% entre 1990 y 2002. De ellas, el 61% provinieron de la generación y uso de la energía, el 14% del cambio y uso de suelo y silvicultura, el 10% de desechos, el 8% de procesos industriales y el 7% de la agricultura. Dentro del sector energético, 24% de las emisiones se originaron en la generación eléctrica y 18% en el transporte.

Debido a su contribución a la problemática y a las opciones existentes para reducir emisiones, el sector energético es un candidato ideal para adoptar medidas de mitigación. En el caso específico de México, la nece-

⁴⁶ <http://www.ine.gob.mx/cclimatico/inventario3.html>

sidad de frenar los estragos del cambio climático en este sector se ve fortalecida por la urgencia de diversificar las fuentes de combustibles e iniciar la transición energética, en virtud de la declinación de la producción petrolera del país.

El desfase existente entre la retórica de compromiso ante el cambio climático y la práctica se ven claramente en el ámbito de la generación eléctrica. Si se analiza el Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico 2008-2017, se constata que las decisiones de inversión están basadas en “los escenarios oficiales de los precios de los combustibles, los costos de inversión para la tecnología y las disposiciones para generar energías limpias en las zonas críticas.”⁴⁷ En la sección sobre “Aspectos Principales de la Planificación de Largo Plazo”, la Comisión Federal de Electricidad señala que las decisiones para expandir el sistema eléctrico nacional toman varios años y que estas tienen “una repercusión económica de largo plazo, ya que la vida útil de los proyectos es de 30 años o más”.⁴⁸ Incluso, hace referencia al Plan Nacional de Desarrollo 2006-2012 para presentar los lineamientos de su plan de expansión, pero en ningún momento menciona las implicaciones en términos de emisiones que cada una de las opciones propuestas conlleva. El análisis es puramente económico. La referencia a lo ambiental, tiene que ver más con normas ambientales que con esfuerzos de reducción de GEIs, y desafortunadamente éstas, por lo general, no son normas que cumplan con los mejores estándares internacionales, sino que se establecen en los niveles de emisiones, tornando lo inaceptable adecuado.

El resultado es una propuesta que resulta preocupante desde el punto de vista del cambio climático: se propone incrementar la capacidad de energías renovables al 25% del total, lo que representa un incremento relativamente pequeño si se toma en cuenta que la participación actual es de 21% y proviene principalmente de plantas hidroeléctricas. Asimismo, se mantiene el 40% de la generación con gas natural, y se anuncia el impulso a la generación con carbón, hasta alcanzar el 15%. Se deja un 8% abierto para definir más adelante que tecnología utilizar, aunque se adelanta que pudiera ser nucleoelectrica o carbón, y se ofrece reducir hasta un 12% de participación la producción con diesel y combustóleo.⁴⁹

Lo más desalentador dentro de esta propuesta es el impulso a las carboceléctricas, ya que se recomienda tratar de evitar emisiones, pero no se establece un compromiso para utilizar tecnologías de carbón limpio con captura de carbono, lo que resulta mucho más costoso que la propuesta presentada.

⁴⁷ POISE 2008-2017, p. iv.

⁴⁸ POISE 2008-2017, pp. 3-1.

⁴⁹ POISE 2008-2017, pp. 3-2.

Afortunadamente México está a tiempo de actuar. Debido a que en lo que va del presente siglo el crecimiento económico ha sido menor al esperado, México cuenta con un margen de reserva significativo, lo que permite diferir las decisiones de inversión del sector eléctrico por lo menos unos meses sin afectar la seguridad de abasto futura. Sería deseable tomar ese tiempo para compaginar los objetivos de cambio climático con la política de generación eléctrica, evitando así encadenarnos a un patrón de emisiones por las próximas décadas. Sería imprescindible internalizar el costo de las emisiones, tomar en cuenta las externalidades para comparar debidamente las opciones de generación con que cuenta el país. Lo más barato, no es necesariamente lo mejor, si se toma en cuenta el impacto ambiental y a la salud.

México tiene un importante potencial en geotermia que habría que impulsar, aprovechando los avances tecnológicos y experiencias internacionales como la de Islandia que transformó su entorno energético y ambiental mediante el aprovechamiento del calor de la tierra. Tomando en cuenta la experiencia positiva con la central nuclear de Laguna Verde, la posibilidad de establecer dos reactores adicionales en el mismo sitio y de la contribución de la energía nuclear a garantizar la seguridad energética sin generar emisiones de GEI, México debería desarrollar un programa nuclear responsable, que incluyera una política de información ciudadana y de manejo de los desechos radioactivos para su confinamiento seguro.

Para poder potenciar el desarrollo de las energías renovables, particularmente la eólica, se requiere también de una regulación que facilite el acceso de estas energías a la red nacional de transmisión. Para ello, habrá que revisar las tarifas de acceso acordadas por la CFE. El tema de las tarifas es fundamental ya que influyen fuertemente en determinar la competitividad de las opciones.

En el caso del sector energético mexicano, una parte importante de la reducción de emisiones provendría de la diversificación de los combustibles y tecnologías para la generación eléctrica. La otra, que podría ser enorme, vendría de la eficiencia energética, tanto en la generación como en el uso de la energía.

México tiene una experiencia valiosa en términos de normas de eficiencia energética aplicada a los electrodomésticos. Es mucho lo que aún se puede hacer. Un ámbito de acción en el que se podría tener resultados rápidos y a costo bajo es el de los edificios. Por ejemplo, la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES) propone instalar calentadores solares en los nuevos edificios, lo que permite reducir el consumo de gas entre un 75 y 90% anual a un costo insignificante.

Sin renunciar a su crecimiento económico, México podría adoptar medidas que le permitieran contribuir a mitigar el cambio climático. La capacidad de respuesta del país depende de la voluntad política y de la

creatividad que se empeñe en buscar soluciones alternativas a las habituales, poniendo de lado los intereses existentes, a favor del interés nacional. Con la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía y la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, aprobadas en el 2008, el Senado de la República ha dado un paso en ese sentido. Adicionalmente, México debería beneficiarse de los recursos existentes a nivel internacional para financiar su participación en el esfuerzo de mitigación y de adaptación al cambio climático, incluyendo el mecanismo de desarrollo limpio y los fondos como el Fondo Verde, propuesto por nuestro país.

La oportunidad está sobre la mesa. México puede y debe asumir un papel activo en la definición del mecanismo post-kioto. Las medidas y políticas que adopte pueden convertirse en mejores prácticas internacionales, y opciones tangibles para los países en desarrollo, lo que daría a México fortaleza interna y relevancia en la escena internacional. Algunos críticos pueden decir que dado que la contribución de México al cambio climático es sólo del 1.5% de las emisiones total, su esfuerzo es insignificante. Mover voluntades y lograr un acuerdo multilateral eficaz no lo es.


5. REFLEXIÓN FINAL

Este ensayo se presenta como una primera aproximación al tema del diseño del mecanismo internacional de reducción de emisiones de efecto invernadero que sustituirá al Protocolo de Kioto, desde la perspectiva de las opciones abiertas al sector energético, dejando fuera importantes ámbitos de acción. Se trata de una visión optimista que se avanza en un contexto mundial pleno de incertidumbres, dominado por la crisis económica internacional y en el que factores como las guerras nos hacen recordar lo inútil que pueden resultar los esfuerzos de mitigación si seguimos destruyendo el planeta.

Los temas centrales están sobre la mesa. La propuesta que se vislumbra parece razonable: los países más industrializados deberán asumir un mayor costo, mientras que los que más están creciendo —y tendrán un lugar de mayor peso en el nuevo equilibrio internacional de mediados de siglo— deberán adoptar medidas para evitar mayores estragos en el futuro.

El verdadero reto está en convencerse de la conveniencia de tomar medidas que impactan en el muy largo plazo. En la motivación para actuar hay una alta dosis de fe o de ética que lleva a comprometerse con las generaciones futuras. Sin ello, es difícil lograr mover tantas voluntades. Copenhague no está lejos. El desafío es inmenso.

**LA NORMALIZACIÓN PARA EL AHORRO
DE ENERGÍA EN MÉXICO:
Historia, proceso, instituciones,
impactos y ejemplos emblemáticos**



Odón de Buen R.
[México]

Maestro en energía por la Universidad de Berkeley. Presidente de Energía, Tecnología y Educación.

Resumen

Una de las estrategias más exitosas en el mundo desarrollado para mejorar la eficiencia energética de la economía, son los programas que establecen características de rendimiento energético mínimo o de etiquetado de los equipos para apoyar la decisión que tomen sus posibles compradores. Una de las barreras más importantes para aplicar programas de ahorro de energía en países en desarrollo es la carencia de sistemas de normas y regulaciones técnicas para optimizar el rendimiento energético de los equipos que adquieren las familias y las empresas con la intención de reducir el consumo de energía. En México, precisamente, una de las acciones más efectivas en materia de ahorro de energía ha sido el haber implantado este tipo de regulaciones. El presente artículo presenta la historia, elementos e impactos en los más de quince años que lleva operando el programa de normalización para la eficiencia en México y pone como ejemplos emblemáticos al proceso de la norma para refrigeradores domésticos de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae) y el Programa de Incentivos y Desarrollo de Mercado del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE).

Abstract

One of the most successful strategies in the developed countries, for the improvement of energy efficiency in the economy, have been the programs that establish characteristics of minimum energetic performance or those consisting in the labeling of appliances to support consumer decisions. One of the most important barriers towards applying energy saving programs in developing countries is the absence of technical norms and regulations to optimize energy performance of the appliances acquired by families and companies to reduce energy consumption. In Mexico, one of the most effective actions in matters concerning energy savings has been the implementation of such norms and regulations. This article presents the history, elements and impact in over fifteen years during which the efficiency normalization program has been operating in Mexico and sets as examples the normalization procedure undertaken by Mexico's National Commission for Energy Savings (CONAE) and the Incentives and Market Development Program launched by the Mexican Electric Energy Savings Trust (FIDE).

Introducción

Una de las estrategias más exitosas en el mundo desarrollado para mejorar la eficiencia energética de la economía, son los programas que establecen características de rendimiento energético mínimo o de etiquetado de los equipos para apoyar la decisión que tomen sus posibles compradores. Igualmente, una de las barreras más importantes para aplicar programas de ahorro de energía en países en desarrollo es la carencia de sistemas de normas y regulaciones técnicas, que permitan asegurar la calidad y el rendimiento energético de los equipos que adquieren las familias y las empresas con la intención de reducir el consumo de energía. En México, precisamente, una de las acciones más efectivas en materia de ahorro de energía ha sido el haber implantado este tipo de regulaciones, que además de resultar en ahorros directos de energía, han hecho posible la existencia de programas de reemplazo que aprovechan el diferencial de eficiencia energética entre los equipos en operación y los nuevos que entran al mercado. El presente artículo presenta la historia, elementos e impactos en los más de quince años que lleva operando el programa de normalización para la eficiencia en México y pone como ejemplos emblemáticos al proceso de la norma para refrigeradores domésticos de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae) y el Programa de Incentivos y Desarrollo de Mercado del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE)

1. POLÍTICA PÚBLICA PARA LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

Las políticas públicas son acciones de la autoridad que favorecen o impiden procesos económicos y sociales para el cuidado de bienes públicos. En un estado de derecho, deben traducirse en las leyes y normatividad de una determinada materia asociada a éstos.

1.1. Los bienes públicos

Existen bienes que se consideran públicos porque su existencia y/o aprovechamiento implican un beneficio para el conjunto de la comuni-

dad, ya sea para la presente o las futuras generaciones. El agua potable, la seguridad, el aire limpio, la biodiversidad y los recursos energéticos no renovables son ejemplos de estos bienes.

Dos de ellos tienen que ver con la energía y su uso: el aire limpio y los recursos energéticos no renovables (los hidrocarburos).

En los contextos mundial y nacional, la gran dependencia de combustibles fósiles para disponer de servicios energéticos, como la iluminación, el confort o la movilidad, repercute sobre la calidad del aire al contaminarlo con los productos de la combustión y el agotamiento de recursos no renovables como es el petróleo.

Así, el desperdicio de energía, cuando ésta tiene su origen en recursos no renovables, es una forma de afectar bienes públicos.

En particular, hoy día existe una preocupación generalizada en el planeta sobre dos bienes públicos globales que tienen que ver con la energía, directa o indirectamente: el petróleo y la atmósfera.

En cuanto al primero, reconocidos expertos argumentan que las reservas existentes ya no podrán responder a la creciente demanda que registra este recurso no renovable, pues el pico de producción de petróleo convencional regular —el más fácil y barato de extraer— ocurrió y pasó en 2005.¹

A su vez, en la atmósfera se presentan crecientes concentraciones de gases de efecto invernadero, que pronto cruzarán un umbral que puede tener efectos irreversibles sobre la vida en el planeta en que vivimos.²

1.2. Las medidas para cuidar los recursos energéticos no renovables y evitar el cambio climático global

Para enfrentar estos retos, organismos internacionales han identificado, de manera general, tres conjuntos de medidas:³

¹ El doctor Campbell, veterano de la industria petrolera en cuya trayectoria figuran cargos de geólogo en jefe y vicepresidente de consorcios como BP, Shell, Fina, ChevronTexaco y Exxon, ha dirigido exploraciones en tres continentes. Explica que el clímax del petróleo convencional regular —el más fácil y barato de extraer— llegó y pasó en 2005. Según el análisis, aun si se toman en consideración el petróleo pesado, las reservas de mar profundo y de las regiones polares, así como el líquido recuperado del gas, todos ellos más difíciles y costosos de extraer, de todos modos el clímax llegará en 2011. De El petróleo se agotará antes de lo previsto, Daniel Howden de The Independent, publicado en *La Jornada*, el 14 de junio de 2007

² El cambio climático es un fenómeno que se manifiesta en una elevación de la temperatura promedio del planeta, directamente vinculada con el aumento en la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera, producto de actividades humanas relacionadas con la quema de combustibles fósiles (petróleo, carbón) y el cambio de uso de suelo (deforestación). Este aumento de la temperatura tiene consecuencias en la intensidad de los fenómenos del clima en todo el mundo. Cambio Climático en México, Instituto Nacional de Ecología (cambio_climatico.ine.gob.mx/comprendercc/comprendercc.html)

³ UNDP 2005 World Energy Assessment: Overview 2004 Update.

- Un uso más eficiente de la energía, especialmente en el punto de uso final, como son: edificios, transporte y procesos de producción.
- Un aprovechamiento, cada vez mayor, de fuentes de energía renovable.
- El desarrollo e implementación acelerados de nuevas tecnologías energéticas, particularmente de la próxima generación de éstas para el uso de combustibles fósiles con casi nulas emisiones de gases nocivos; quedaría aquí incluida la tecnología nuclear, si se pueden resolver algunos aspectos relacionados con su aprovechamiento.

A continuación nos referiremos a las medidas orientadas a un uso más eficiente de la energía y, específicamente, a una de las estrategias más exitosas para lograrlo: la normalización.

1.3. El uso eficiente de la energía

Al hablar de “uso eficiente de la energía”, es importante establecerlo a partir del concepto de “servicio energético”.

El servicio energético es el resultado final de la conversión de la energía y puede tener la forma de, por ejemplo, la iluminación de un espacio, el funcionamiento de una televisión, el mover personas en un elevador o, simplemente, la de una cerveza fría.

Para lograr este servicio energético, a partir de un combustible fósil como el petróleo, se deben dar una serie de pasos dentro de un proceso que empieza en el pozo petrolero y termina, digamos, en el aire frío que entrega un equipo de climatización.

Este proceso implica una serie de transformaciones energéticas que conllevan una degradación del contenido energético inicial del combustible fósil. De especial importancia es lo que ocurre en la última transformación, que tiene como resultado el servicio energético. Así entendido, esto sucede con los equipos que están en los hogares, oficinas y fábricas, pues son los que presentan potenciales significativos de uso eficiente de la energía.

Cuando se dice que existe un potencial de ahorro de energía es porque el avance tecnológico permite que un nivel dado de servicio energético se pueda proporcionar con intensidades decrecientes de energía. Esto se facilita porque ha mejorado la rentabilidad de adoptar tecnologías con menor intensidad energética, en virtud del aumento en los precios de los energéticos convencionales y de un menor precio de los equipos más eficientes.

Visto de otra manera, existen opciones de inversión en equipos de uso final de energía, cuyo costo nivelado por unidad de energía evitada es menor al precio de la que se consumiría sin esa inversión.

Un ejemplo de esto es lo que ocurre con las llamadas lámparas fluorescentes compactas que sustituyen a las incandescentes. Las primeras tienen un costo superior a las convencionales, pero su menor consumo de energía para el mismo nivel de iluminación (75% menos) y su vida útil más larga (hasta diez veces más), hacen que su costo nivelado (o su amortización) por unidad ahorrada sea menor a lo que se paga por unidad de energía a la empresa eléctrica (Figura 1).

Figura 1.
Lámpara compacta fluorescente (izquierda)
y lámpara incandescente (derecha)



1.4. Las barreras al uso eficiente de la energía

Sin embargo, a pesar de que existen oportunidades que son rentables o cuyo costo nivelado es menor al de la energía que consumen, los individuos y las empresas toman decisiones de operación, gasto corriente e inversión en función de otros parámetros, donde la energía —salvo en un porcentaje muy reducido de decisiones— se convierte en un factor secundario; esto, en virtud de que, en la mayoría de los casos, su costo es relativamente menor si se le compara con otros más importantes.

Además de lo anterior, existen otros obstáculos o barreras que impiden que los usuarios de energía opten por las alternativas de mayor eficiencia energética. Entre estas barreras se encuentran:

- Percepción de alto riesgo. Es la desconfianza que una determinada tecnología puede provocar en el usuario, cuando piensa que su funcionamiento representará un riesgo a la instalación o que su inversión no se recuperará, debido a que no obtendrá los ahorros prometidos por el fabricante o distribuidor.
- Falta de información. Asociada en alguna medida al punto anterior, la falta de información se refiere a la ausencia o dificultad para conseguir información o de comprender aspectos relacionados con la tecnología o de variables que determinan su rentabilidad (como pueden ser las tarifas eléctricas).
- Altos costos de transacción (reales o percibidos). Con frecuencia, el lograr que una tecnología se instale y funcione de acuerdo con las expectativas requiere de cubrir una serie de pasos, cuyo costo puede ser mayor que el ahorro esperado o prometido por la medida.

Por todas estas razones se justifica el diseño y la aplicación de instrumentos de política pública, cuyo objetivo debe ser, bajo esa lógica, eliminar los obstáculos o barreras que impiden a los consumidores de energía elegir las opciones de mayor eficiencia energética y que, a la vez, significan, en primer lugar, una mayor eficiencia económica para la sociedad y, en segundo, para los propios usuarios de la energía.

1.5. Acciones características de política pública para el uso eficiente de la energía

De manera general, las acciones características de política pública que señalan las mejores prácticas internacionales, se ubican en las categorías descritas a continuación:

- *Prospección*. Se refiere a la identificación y cuantificación técnico-económica de oportunidades y potenciales de uso eficiente y ahorro de energía, y se puede llevar a cabo por medio de estudios sectoriales, encuestas o bien diagnósticos energéticos en instalaciones individuales.
- *Incentivos económicos y financiamiento*. En esta línea se ubican los subsidios directos, deducciones de impuestos y/o financiamientos a bajas tasas de interés, además de la promoción de los contratos de desempeño para el ahorro de energía. Aquí se incluyen las acciones apoyadas directamente por la banca de fomento o las que involucran a las empresas de distribución de energía (electricidad y/o gas) que tienen contratos con sus usuarios (y que pueden apoyar el recambio de equipos).
- *Normalización y certificación de productos y sistemas*. La normalización se refiere a las especificaciones y características de materiales, equipos y/o sistemas que inciden, directa o indirectamente, en el

consumo de energía, mientras que la certificación consiste en la confirmación de que éstos las cumplen. Esta categoría involucra un complicado proceso de diseño de normas técnicas, establecimiento de consensos entre diversos actores económicos, acreditación de laboratorios de prueba e información al público.

- *Obligaciones para el sector público.* Incluyen la implantación de sistemas de gestión del consumo de energía en sus instalaciones y el aprovechamiento de todas las oportunidades que demuestren rentabilidad, desde la sustitución de un equipo hasta la remodelación de instalaciones completas. Esta línea de acción implica la definición de reglas, la organización de los responsables, la capacitación y el establecimiento de reglas y mecanismos de compra de productos que proporcionen una mayor eficiencia energética.
- *Compromisos voluntarios del sector privado.* Son los que, de manera expresa, adquieren las empresas con el gobierno para reducir su consumo de energía en una cantidad o proporción determinadas y en un tiempo dado. Estos compromisos pueden ser apoyados con incentivos económicos, de capacitación y de información.
- *Educación e información.* Esta categoría integra las actividades para formar e informar a las personas -o a quienes colaboran con ellas- que toman decisiones y que determinan el consumo de energía en una casa, instalación y/o empresa. En varios sentidos, ésta es una línea de soporte a todas las demás.
- *Innovación tecnológica.* Por innovación se entiende aquellas tecnologías que mejoran significativamente la eficiencia energética y/o las prácticas de diseño, producción, construcción y/o operación de equipos e instalaciones. Esta actividad se refleja en proyectos piloto y/o demostrativos, a la vez que deriva, en cierta medida, de acciones de prospección.
- *Articulación de actores.* Esto implica, fundamentalmente, reunir personas y dar lugar al intercambio de información y puntos de vista entre un conjunto de individuos y/o instituciones que representan a los distintos intereses en torno a la eficiencia energética. Esta articulación es necesaria para el establecimiento de sistemas de regulación y certificación y para los programas voluntarios del sector privado; asimismo, apoya las obligaciones de este último y la introducción de una cultura de eficiencia energética en general.

2. LA NORMALIZACIÓN PARA LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN MÉXICO

Una de las estrategias más exitosas en el mundo desarrollado para mejorar la eficiencia energética de la economía, son los programas que es-

tablecen características de rendimiento energético mínimo o de etiquetado de los equipos para apoyar la decisión de sus compradores.

Igualmente, una de las barreras más importantes para aplicar programas de ahorro de energía en países en desarrollo es la carencia de sistemas de normas y regulaciones técnicas, que permitan asegurar la calidad y el rendimiento energético de los equipos que adquieren las familias y las empresas con la intención de reducir su consumo de energía.

Sin estas regulaciones se corre el riesgo de hacer inversiones que no son rentables, porque los productos no cumplen las características de eficiencia y/o rendimiento energético o no ofrecen la vida útil suficiente para recuperar la inversión. Esto, a su vez, lleva a que los organismos financieros que pudiesen apoyar las medidas consideren el riesgo demasiado alto y se abstengan de apoyar los programas que las comercializan.

En México, el interés por aplicar normas como un medio de mejorar la eficiencia energética se remonta a los inicios de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae) en 1989, cuando fue creada con el carácter de órgano intersecretarial y tuvo como una de sus primeras misiones la de establecer dichas normas.

En 1999, la Conae se convirtió en un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía, con autonomía técnica y operativa, cuyo objeto era fungir como órgano técnico de consulta de las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, así como de los gobiernos de las entidades federativas, de los municipios y de los particulares, en materia de ahorro y uso eficiente de la energía y de aprovechamiento de energías renovables.⁴

Esta misión se inició tímidamente en los primeros dos años de la Comisión, pero cobró fuerza y forma un par de años después.

2.1. La Ley Federal sobre Metrología y Normalización y las Normas Oficiales Mexicanas

En 1992, con la expedición de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN), se establece el mandato de implantar normas técnicas obligatorias (Norma Oficiales Mexicanas o NOM), que marcan “las características y/o especificaciones que deban reunir los productos y procesos cuando éstos puedan constituir un riesgo para la seguridad de las personas o dañar la salud humana, animal, vegetal, el medio ambiente general y laboral, o para *la preservación de recursos naturales.*”

⁴ ¿Qué es CONAE? Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/Que_es_conae

En la práctica, una NOM es una regulación técnica de observancia obligatoria para todos los productos e instalaciones en la República Mexicana comprendidos en su campo de aplicación, expedida por las dependencias competentes; establece reglas, especificaciones, atributos, directrices, características o prescripciones aplicables a un producto, proceso, instalación, sistema, actividad, servicio o método de producción u operación, así como aquellas relativas a terminología, simbología, embalaje, marcado o etiquetado y las que se refieran a su cumplimiento o aplicación.

El cumplimiento de las NOM se apoya en un conjunto de instituciones e instancias que conforman el sistema nacional de normalización y que incluye al Centro Nacional de Metrología —que es el laboratorio primario del Sistema Nacional de Calibración—, la Entidad Mexicana de Acreditación (ema) y un amplio conjunto de organismos de certificación, laboratorios de prueba y unidades de verificación (UVies) (Cuadro 1).

Cuadro 1.

Algunas definiciones de acuerdo con la Ley Federal de Metrología y Normalización

- *Evaluación de la conformidad*: la determinación del grado de cumplimiento con las normas oficiales mexicanas o la conformidad con las normas mexicanas, las normas internacionales u otras especificaciones, prescripciones o características. Comprende, entre otros, los procedimientos de muestreo, prueba, calibración, certificación y verificación.
- *Norma mexicana*: la que elabore un organismo nacional de normalización, o la Secretaría, en los términos de esta Ley, que prevé para un uso común y repetido reglas, especificaciones, atributos, métodos de prueba, directrices, características o prescripciones aplicables a un producto, proceso, instalación, sistema, actividad, servicio o método de producción u operación, así como aquellas relativas a terminología, simbología, embalaje, marcado o etiquetado.
- *Norma oficial mexicana*: la regulación técnica de observancia obligatoria expedida por las dependencias competentes, conforme a las finalidades establecidas en el artículo 40, que establece reglas, especificaciones, atributos, directrices, características o prescripciones aplicables a un producto, proceso, instalación, sistema, actividad, servicio o método de producción u operación, así como aquellas relativas a terminología, simbología, embalaje, marcado o etiquetado y las que se refieran a su cumplimiento o aplicación.
- *Acreditación*: el acto por el cual una entidad de acreditación reconoce la competencia técnica y confiabilidad de los organismos de certificación, de los laboratorios de prueba, de los laboratorios de calibración y de las unidades de verificación para la evaluación de la conformidad.
- *Certificación*: procedimiento por el cual se asegura que un producto, proceso, sistema o servicio se ajusta a las normas o lineamientos o recomendaciones de organismos dedicados a la normalización nacionales o internacionales.
- *Organismos de certificación*: las personas morales que tengan por objeto realizar funciones de certificación.
- *Organismos nacionales de normalización*: las personas morales que tengan por objeto elaborar normas mexicanas.

- *Personas acreditadas*: los organismos de certificación, laboratorios de prueba, laboratorios de calibración y unidades de verificación reconocidos por una entidad de acreditación para la evaluación de la conformidad.
- *Proceso*: el conjunto de actividades relativas a la producción, obtención, elaboración, fabricación, preparación, conservación, mezclado, acondicionamiento, envasado, manipulación, ensamblado, transporte, distribución, almacenamiento y expendio o suministro al público de productos y servicios.
- *Verificación*: la constatación ocular o comprobación mediante muestreo, medición, pruebas de laboratorio, o examen de documentos que se realizan para evaluar la conformidad en un momento determinado.
- *Unidad de verificación*: la persona física o moral que realiza actos de verificación.

2.2. La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía y las Normas Oficiales Mexicanas para la eficiencia energética

Específicamente, la Conae, en el ejercicio de un mandato transferido oficialmente por la Secretaría de Energía (que en la LFMN tiene formalmente esta atribución para cumplir con la preservación de recursos naturales no renovables, como son los combustibles fósiles), es la que se encarga de la elaboración de Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética, que regulan los consumos de energía de aquellos aparatos y sistemas que, por su demanda de energía y número de unidades requeridas en el país, ofrezcan un potencial de ahorro cuyo costo-beneficio sea satisfactorio para el país como tal y, específicamente para los sectores de la producción y el consumo.

Cabe resaltar que en México las NOM de eficiencia energética prohíben comercializar ningún equipo o sistema (ya sean productos manufacturados localmente o importados) con niveles de eficiencia energética por abajo de los definidos en este tipo de normas.

2.3. El proceso de una NOM de eficiencia energética

Las NOM son elaboradas con la colaboración y el consenso de los involucrados: fabricantes, importadores, usuarios, distribuidores, autoridades y/o académicos, entre otros. El proceso de elaboración de una NOM toma, por lo general, cerca de dos años y comprende los siguientes pasos:

- Integración del comité de normalización. El primer paso en el proceso de elaboración de las NOM de eficiencia energética fue la creación del Comité Consultivo Nacional de Normalización para la Preservación y Uso Racional de los Recursos Energéticos (CCNNPURRE).

- Programa anual de normalización. El CCNNPURRE tiene que proponer y condensar cada año un programa que establezca las normas nuevas y las que se van a revisar. Éste es entregado a la Secretaría de Economía, la cual integra todos los programas específicos y los publica bajo el título de Programa Nacional de Normalización para un año dado.
- Anteproyecto de norma. El trabajo de normalización se inicia con la presentación del primer borrador de un proyecto de norma, generalmente basado en alguna norma internacional, ajustado, según el caso, a las condiciones particulares de México.
- Grupo de trabajo. Se integra para revisar los detalles del anteproyecto de norma. Una vez consensado el texto, éste es enviado al CCNNPURRE.
- Análisis costo-beneficio. La Conae tiene que preparar un análisis que justifique la puesta en vigor de una norma determinada.
- Aprobación del anteproyecto. El CCNNPUREE revisa el anteproyecto y el análisis costo-beneficio y, una vez aprobado, lo envía al Diario Oficial de la Federación (DOF) para ser publicado y recibir comentarios (durante un período de 60 días naturales).
- Revisión de comentarios y aprobación. Si existen comentarios, éstos se revisan en el CCNNPURRE y, si no existen inconvenientes, se envían de nueva cuenta al DOF para su publicación, junto con la versión definitiva de la norma.
- Entrada en vigor. La vigencia de la norma inicia con su publicación en el Diario Oficial o, en su caso, se establece un período de gracia en la sección de artículos “transitorios” del texto.

2.4. Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética vigentes

Actualmente en México están vigentes 18 NOM de eficiencia energéticas e incluyen equipos de uso en el hogar (refrigeradores domésticos, acondicionadores de aire, lavadoras de ropa, bombas de agua, calentadores de agua), en la industria (motores eléctricos y aislantes térmicos), en el sector servicios (para iluminación interior, envolventes de edificios, sistemas de refrigeración comercial y de aire acondicionado), en los municipios (sistemas de alumbrado y de bombeo de agua) y en la agricultura (bombeo de agua) (Tabla 1).

Tabla 1.
Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética vigentes

Nomenclatura	Tema
NOM-001-ENER-2000	Eficiencia energética de bombas verticales tipo turbina con motor externo eléctrico vertical. Límites y método de prueba.
NOM-003-ENER-2000	Eficiencia térmica de calentadores de agua para uso doméstico y comercial. Límites, método de prueba y etiquetado.
NOM-004-ENER-1995	Eficiencia energética de bombas centrífugas para bombeo de agua para uso doméstico en potencias de 0,187 kW a 0,746 kW. Límites, método de prueba y etiquetado.
NOM-005-ENER-2000	Eficiencia energética de lavadoras de ropa electrodomésticas. Límites, método de prueba y etiquetado.
NOM-006-ENER-1995	Eficiencia energética electromecánica en sistemas de bombeo para pozo profundo en operación. Límites y método de prueba.
NOM-007-ENER-2004	Eficiencia energética en sistemas de alumbrado en edificios no residenciales.
NOM-008-ENER-2001	Eficiencia energética en edificaciones, envolvente de edificios no residenciales.
NOM-009-ENER-1995	Eficiencia energética en aislamientos térmicos industriales.
NOM-010-ENER-2004	Eficiencia energética del conjunto motor bomba sumergible tipo pozo profundo. Límites y método de prueba.
NOM-011-ENER-2006	Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo central, paquete o dividido. Límites, métodos de prueba y etiquetado.
NOM-013-ENER-2004	Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en vialidades y áreas exteriores públicas.
NOM-014-ENER-2004	Eficiencia energética de motores de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, enfriados con aire, en potencia nominal de 0,180 a 1,500 kW. Límites, método de prueba y marcado.
NOM-015-ENER-2002	Eficiencia energética de refrigeradores y congeladores electrodomésticos. Límites, métodos de prueba y etiquetado.
NOM-016-ENER-2002	Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0,746 a 373 kW. Límites, método de prueba y marcado
NOM-017-ENER-1997	Eficiencia energética de lámparas fluorescentes compactas. Límites y métodos de prueba.

Nomenclatura	Tema
NOM-018-ENER-1997	Aislantes térmicos para edificaciones. Características, límites y métodos de prueba.
NOM-021-ENER/SCFI/ECOL-2000	Eficiencia energética, requisitos de seguridad al usuario y eliminación de clorofluorocarbonos (CFC's) en acondicionadores de aire tipo cuarto. Límites, métodos de prueba y etiquetado.
NOM-022-ENER/SCFI/ECOL-2000	Eficiencia energética, requisitos de seguridad al usuario y eliminación de clorofluorocarbonos (CFC's) para aparatos de refrigeración comercial auto contenidos. Límites, métodos de prueba y etiquetado.

Para apoyar este esfuerzo se han acreditado, ante la Entidad Mexicana de Acreditación (ema) y para varias de estas normas, un grupo de organismos de certificación (que son, de acuerdo a la LFNM, de carácter privado) y varias decenas de laboratorios de prueba, además de varias decenas de Unidades de Verificación.

2.5. El caso de la norma para refrigeradores y congeladores de tipo doméstico

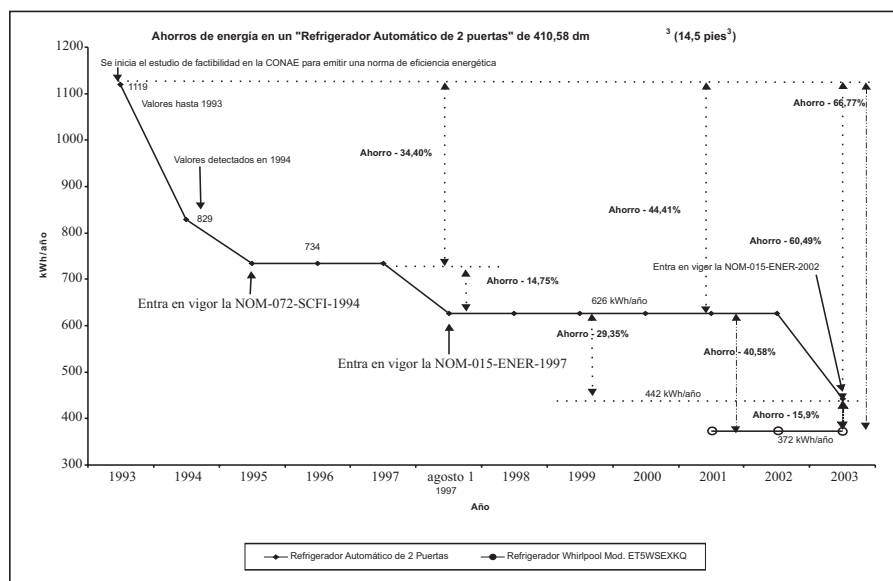
La Norma Oficial Mexicana para refrigeradores y congeladores (NOM-015-ENER-2002) es un ejemplo emblemático del proceso de normalización para la eficiencia energética en México; esto, por la visibilidad de los equipos, su importancia en el consumo de electricidad en los hogares, el hecho de que se venden más de un millón de unidades anuales en el país y por los ahorros que se han alcanzado con la aplicación de la misma.

Esta norma forma parte del primer conjunto que fue analizado y desarrollado por la Conae, en un esfuerzo que arranca a inicios de 1990, pero que toma forma con la entrada en vigor de la LFMN en 1992 y adquiere valor para la industria local fabricante de estos productos con la entrada en vigor del Tratado de Libre Comercio de América del Norte, en 1994.

Precisamente, la posibilidad de participar en los mercados de Estados Unidos y Canadá —países con normas de eficiencia aplicables a estos equipos desde varios años antes—, llevó a que la industria con capacidades de exportación apoyara los esfuerzos de la Conae para llevar adelante la norma de referencia. Sin embargo, las particularidades de esta rama industrial mexicana determinaron que las primeras versiones, aun cuando su método de prueba era básicamente el mismo, no tuvieran las mismas exigencias de eficiencia energética que las de los países del norte; asunto que se resolvió después de tres versiones de la NOM.

La primera versión de esta norma se publicó en el DOF el 8 de septiembre de 1994, como NOM-072-SCFI-1994, y entró en vigor a partir del 1 de enero de 1995. Estableció una reducción de 34% en el consumo unitario de los refrigeradores más comunes en México, que son los de 15 pies cúbicos y dos puertas (Fig. 2).

Figura 2.
Evolución del consumo unitario anual
de un refrigerador nuevo de 15 ft³ vendido en México (1993-2003)



Fuente: Conae

Con la certidumbre que dio en su momento la publicación de esta norma, se inició un proceso de desarrollo de laboratorios de prueba, de los cuales hoy en día se tienen nueve acreditados y dedicados a los refrigeradores y congeladores.⁵

La segunda versión de la norma se publicó en el DOF del 11 de julio de 1997, como NOM-015-ENER-1997, y entró en vigencia el 1 de agosto del mismo año. En este caso, la reducción de los consumos unitarios fue de 14.76%.

La tercera versión de la NOM tuvo como antecedente (de manera para-

⁵ Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CERT_laboratorios_de_prueba#_NOM-015-ENER-2002

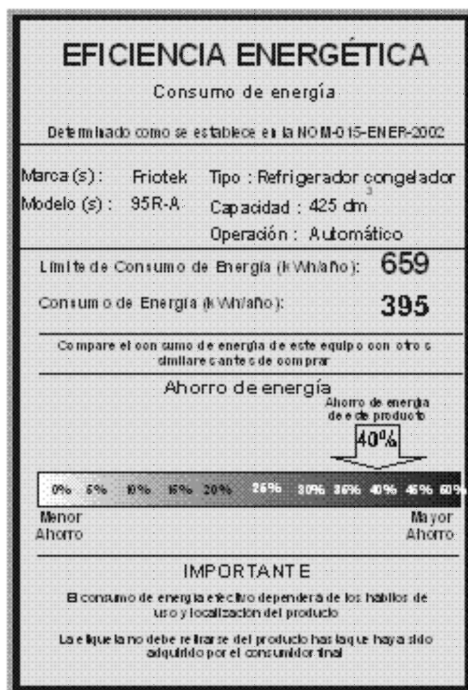
lela a los trabajos del CCNNPURRE) el proceso de homologación que se llevó a cabo en el seno del Grupo de Energía de América del Norte, el cual trabajó en la unificación de criterios de métodos de prueba y requerimientos mínimos de eficiencia para tres equipos eléctricos: refrigeradores, motores eléctricos y equipos de aire acondicionado de ventana.⁶

Así, al publicarse la NOM-015-ENER-2002 el 15 de enero de 2003, esta norma de eficiencia energética aplicable a refrigeradores y congeladores (al igual que la de motores eléctricos y aires acondicionados de ventana) quedó homologada con la de los Estados Unidos y Canadá. Igualmente, creó un diferencial de ahorro de más de 60% entre los equipos nuevos y todos aquellos vendidos antes de 1993 (es decir, para equipos con diez años de antigüedad).

2.6. Etiqueta de eficiencia energética

Figura 3.

Etiqueta de eficiencia energética de la NOM-015-ENER-2002



Uno de los elementos de las NOM de México, en general, y de la NOM de refrigeradores, en particular, es el uso obligatorio de una etiqueta que muestra los valores de los parámetros más importantes del equipo, con un componente gráfico que ubica el nivel de eficiencia energética de los refrigeradores respecto del mínimo permitido (Figs. 3 y 4).

⁶ Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, http://oee.nrcan.gc.ca/NAenergyefficiency/NAEWG_Standards-Labels.pdf

La etiqueta de consumo de energía de los refrigeradores electrodomésticos contiene información que incluye, entre otros aspectos, la marca, el modelo, la capacidad y, de manera particular, el límite de consumo de energía (en kWh/año),

Igualmente, esta etiqueta tiene que estar ubicada en un lugar visible cuando los equipos se muestran al público para venta (Fig. 4).

Figura 4.
Refrigeradores en tienda, exhibiendo etiquetas de eficiencia energética



2.7. Los impactos de las NOM de eficiencia energética

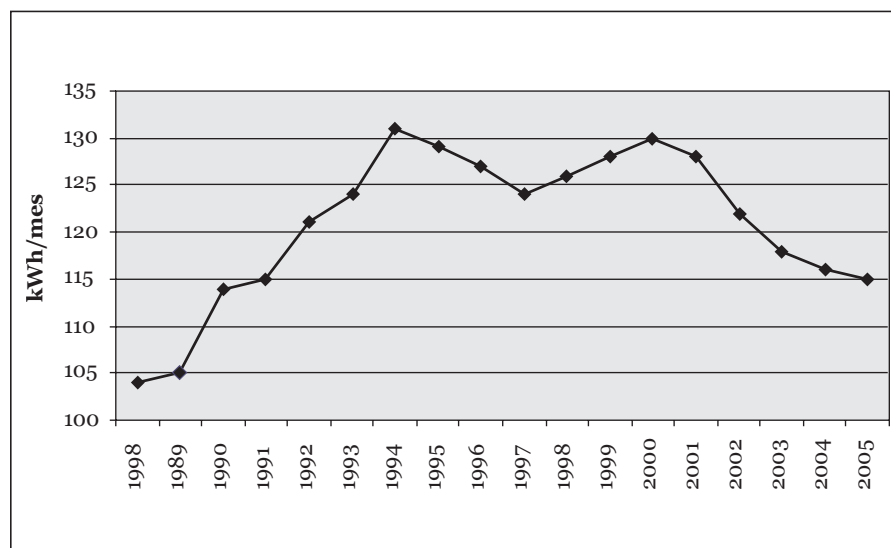
De acuerdo con un estudio realizado por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), con el apoyo del Laboratorio Lawrence de Berkeley (LBL), sobre el impacto de las NOM de eficiencia energética de la Conae, y que se limitó a las aplicables a tres equipos (refrigeradores, motores y acondicionadores de aire tipo ventana), estas normas han evitado en México, entre 1996 y 2006, la generación de cerca de 52,700 millones de kWh, que representa, aproximadamente, una cuarta parte de la generación eléctrica nacional registrada en 2005 (o lo que generarían seis plantas de mil MW operando todas las horas de un año). Esto significa, además, que se dejó de quemar el equivalente a más de 80 millones de barriles de petróleo para producir electricidad.⁷

⁷ Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, April 16th, 2007: http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/NOM_Conae_ahorros_estimados

Los efectos, por supuesto, se han reflejado en los comportamientos del sector eléctrico nacional de México, particularmente en el ámbito residencial, el cual se compone de más de 26 millones de hogares, que adquieren cada año más de un millón de refrigeradores.

Específicamente, el crecimiento del consumo promedio individual de los usuarios de electricidad en el sector residencial, ha ido significativamente a la baja desde 1995, y esta reducción se ha acentuado de 2000 a la fecha (Fig. 5).

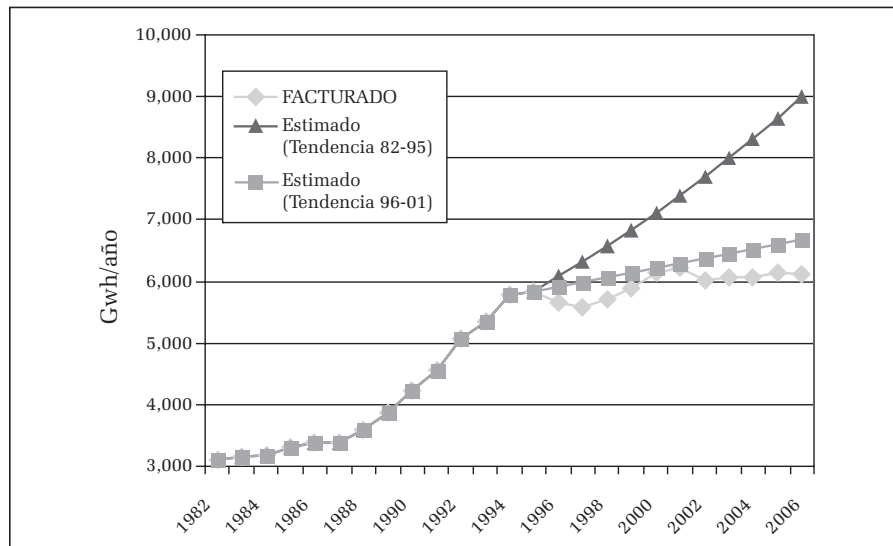
Figura 5.
Evolución del consumo promedio mensual del sector residencial en México (1988-2005)



Fuente: www.cfe.gob.mx

En particular, el efecto es notable en la región central de México, que es donde se comercializa 25% de los refrigeradores del país. Esto se hace evidente al revisar la evolución del consumo de los hogares ubicados en el Distrito Federal y el Estado de México (que en 2005 representaban 4.9 millones de usuarios), que hasta antes de la entrada en vigor de la NOM de refrigeradores tenía una notable tendencia de crecimiento (Fig. 6).

Figura 6.
Evolución del consumo total de los usuarios domésticos
en el Distrito Federal y el Estado de México 1988-2006)



Fuente: www.cfe.gob.mx

Ambas localidades, extrapolando la tendencia de 1982 a 1995 y comparando este valor con lo contabilizado por las empresas eléctricas, muestran un diferencial que puede llegar al 50% del consumo actual.

Lo notable de esto es que ha ocurrido en años en los que los hogares tienen cada vez más equipamiento eléctrico (en particular, computadoras) y en los que los programas gubernamentales de vivienda se ha traducido en cientos de miles de casas nuevas.

No obstante, conviene aclarar que esto no se debe exclusivamente a las NOM, sino también al Horario de Verano,⁸ los programas de venta de lámparas ahorradoras por parte del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica, FIDE (que ya superan las 10 millones de unidades) y a que hubo, en 2002, un aumento de tarifas eléctricas para un universo significativo de usuarios del sector doméstico.

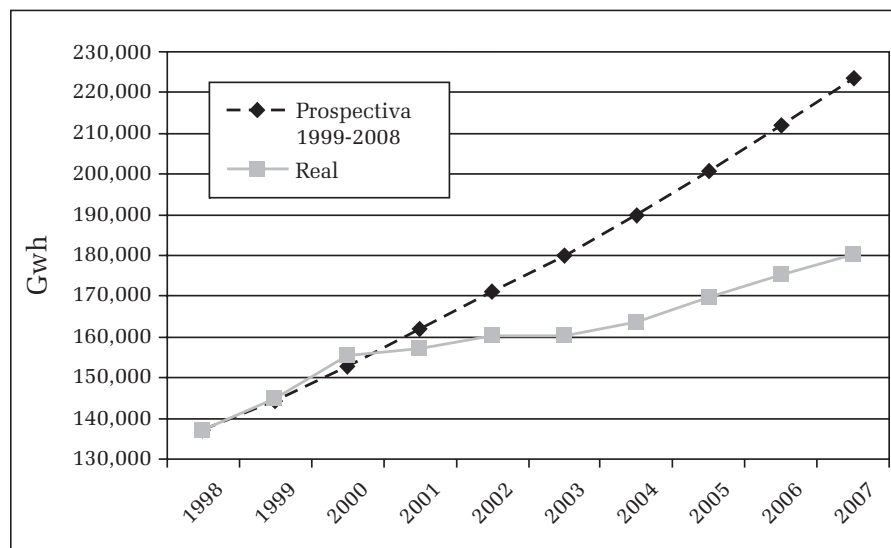
El impacto de las NOM de eficiencia energética se refleja, de igual forma, en la evolución misma del consumo global de energía eléctrica en México, el cual es proyectado anualmente para los siguientes diez años

⁸ Medida que consiste en mover los relojes una hora dos veces al año (adelantándolos el primer domingo de abril y retrasándolos el último domingo de octubre).

por la Secretaría de Energía (con el apoyo y la información de la Comisión Federal de Electricidad).

Al revisar la Prospectiva del Sector Eléctrico 1998-2007 y comparar el consumo proyectado contra el reportado para ese periodo, observamos que el estimado para 2007 resultó 23% superior al que realmente ocurrió (Fig. 7).

Figura 7.
Evolución esperada del consumo eléctrico en el año 1998
y consumo real para el periodo 1998-2007



Fuentes: Sener, Prospectiva del Sector Eléctrico 1999-2008 y www.cfe.gob.mx.

Cabe anotar que si bien para las proyecciones se estimó un crecimiento mayor de la economía al que realmente sucedió, el hecho es que la diferencia resulta muy significativa, y hay que reiterar que en una medida importante se debe al efecto de las NOM de eficiencia energética.

2.8. Un ejemplo de programa de recambio de equipos: el Programa de Incentivos y Desarrollo de Mercado del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE)

El Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (Fide) es un organismo privado no lucrativo, creado en 1990 con recursos provenientes de aportaciones de los proveedores de Comisión Federal de Electricidad (CFE), la empresa eléctrica nacional de México. El FIDE tiene como objeto

promover acciones que induzcan y fomenten el ahorro y uso racional de la energía eléctrica.

Desde sus inicios, el Fide ha financiado cientos de auditorías energéticas y las medidas de ahorro de energía recomendadas por estas auditorías, con resultados muy importantes en instalaciones industriales y comerciales del sector privado y en sistemas de alumbrado y bombeo municipal.

2.8.1. El concepto de la transformación del mercado

De manera simple, la transformación del mercado se refiere, en la lógica del ahorro y uso eficiente de la energía, a la situación en la que un producto de mayor eficiencia que en un momento dado tiene una participación menor o marginal en el mercado se convierte, a través de una variedad de procesos (inducidos o no) en el de mayor demanda.

Esta transformación puede tener varios factores que la empujen, pero principalmente ocurre por razón de precios, ya sea por el precio del equipo (relativo a otros del mismo nivel de servicio) o de lo que cuesta la energía que consume. Así, un aumento importante de los precios de la energía puede llevar a que los consumidores busquen el que menos energía consume, aún y cuando tenga un precio superior (y cuyo diferencial de precio se justifique por el valor presente de los ahorros a lo largo de la vida útil del equipo, lo cual puede ser establecido por un cálculo simple).

Otro es el caso en el que el mercado ofrezca dos productos de diferente eficiencia energética pero con el mismo precio y aquí la promesa de menores costos de operación (que pueden ser varias veces superiores al del costo de la compra) puede inclinar a la decisión a favor del de mayor eficiencia.

Sin embargo, es muy posible que esta señal económica no sea suficiente para quienes toman la decisión de la compra y que otros elementos sean necesarios para que se compre el equipo que menos energía consume. En particular, el que los posibles compradores tengan acceso a información sobre los productos que les dé seguridad sobre sus ventajas y un fácil acceso y disponibilidad a los mismos.

Así, para transformar un mercado es fundamental que el producto sea conocido, aceptado y considerado por los posibles compradores como la opción no necesariamente como la de menor precio de compra sino como la más viable económicamente.

2.8.2. El Programa de Incentivos y Desarrollo de Mercado

El Programa de Incentivos y Desarrollo de Mercado fue realizado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) a través del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE) y con el apoyo de un préstamo otorgado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (por US\$ 46.8 millones).

Para llevar adelante esta estrategia, el FIDE realizó una serie de análisis económicos que revisaron las posibles economías que podría tener un programa que, como elemento central, tuvo el que la CFE pagase parte del costo de compra de los equipos. Estos análisis, además de convencer al FIDE y a la CFE de los beneficios a ésta (por reducción de presiones de crecimiento), permitieron establecer los niveles adecuados de los incentivos y los montos necesarios para integrarlos en un programa específico.

La estrategia global del Programa tuvo como fin eliminar las barreras comerciales, de oferta y de conocimiento por parte de los usuarios, induciendo a una mayor participación de los fabricantes y distribuidores de estos equipos, así como una eficaz promoción y difusión de las ventajas que tiene el uso de estas tecnologías, basándose en el desarrollo de servicios de promoción y difusión y tres proyectos: (1) incentivos, (2) financiamiento y (3) desarrollo de empresas de servicios energéticos.

El objetivo del Programa fue el de impulsar la transformación del mercado de equipos, financiamiento y servicios para el ahorro de energía eléctrica, estimulando con incentivos el mercado de tecnologías de alta eficiencia a través de bonificaciones económicas a los usuarios industriales, comerciales y de servicios que adquiriesen (1) motores eléctricos de alta eficiencia; (2) compresores de aire eficientes; (3) lámparas fluorescentes tipo T-8; y (4) balastos electrónicos y/o electromagnéticos para este tipo de lámparas.

Dentro de los mecanismos del programa se establecieron cuatro orientados al financiamiento: (1) Financiamiento de Proyectos; (2) Financiamiento de equipos por medio de proveedores; (3) Financiamiento para el fortalecimiento del capital de trabajo de distribuidores de equipos de alta eficiencia; y (4) Capital de riesgo para el fomento de Empresas de Servicios Energéticos (ESEI).

2.8.3. El Sello FIDE

Un elemento muy útil en el programa fue el Sello FIDE. Este sello, que es manejado por el Fideicomiso, certifica, para un conjunto de productos (que incluyen a los considerados en el Programa) y a solicitud del fabricante, que el desempeño energético de un equipo dado es igual o superior a especificaciones energéticas mínimas (en general, y para los equipos para los cuales hay normas aplicables) de lo que establecen las Normas Oficiales Mexicanas que expide la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. Precisamente, el Sello FIDE fue un requisito que se estableció para los productos ofrecidos en el Programa.

2.8.4. El proceso del Programa

EL Programa se inició en Noviembre de 1997 con la inscripción al Programa de dos fabricantes, y prácticamente el 100% de los motores de

alta eficiencia que tenían sus distribuidores recibieron incentivo durante 1998 a través de cupones. En la segunda mitad de 1998 tres fabricantes más se integran al programa.

Para 1999 el 100% de los motores fabricados por los participantes recibían incentivo, pero no todos estaban registrados con el Sello FIDE, aunque, por ser obligatoria, si cumplían con la Norma Oficial Mexicana para motores eléctricos. En el 2000 el FIDE establece que solo se dará incentivo a los motores que cumplan con el sello FIDE, razón por la cual se presenta una disminución en la cantidad de incentivos pagados. A pesar de esta situación el mercado mantiene una tendencia creciente en la demanda de motores de alta eficiencia.

En agosto del 2000 el Programa modificó significativamente su estrategia al pasar de un esquema de cupones a los usuarios finales a un sistema de incentivos directos a los fabricantes para que transformasen su planta productiva y fabricaren solamente motores de alta eficiencia.

El resultado de esta nueva estrategia fue un gran incremento en el nivel de penetración de los motores de alta eficiencia entre el 2000 y el 2001, llevando a que el mercado de motores se transformara en un mercado casi exclusivo de motores de alta eficiencia (algunos fabricantes continuaron fabricando motores del tipo estándar, pero en menor cantidad y siendo prácticamente equipos sobre pedido y/o para exportación).

2.8.5. Los impactos directos del Programa

Entre los logros más relevantes del Programa (finalizado en Diciembre de 2004) destacan los ahorros acumulados como resultado directo del proyecto hasta aquella fecha: 5,274 GWh en consumo y 270 MW en demanda, además de un beneficio ambiental por la reducción en la emisión de 3.8 millones de toneladas de CO₂.

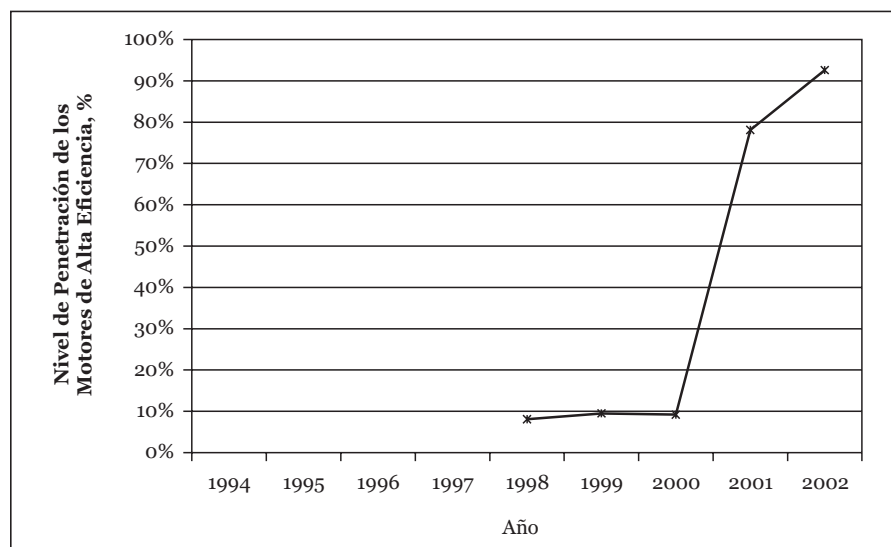
En cuanto a la recuperación de las inversiones realizadas en el marco del Programa, según evaluación realizada por una consultoría independiente, se tuvo un periodo de repago simple inferior a los tres meses, sólo en base a los ahorros directamente atribuibles al Programa en el periodo 1998-2002 y a los flujos de efectivo tanto del préstamo BID como de la contrapartida FIDE-CFE (gastos en incentivos, comercialización y desarrollo del mercado, administración y gastos financieros).

Más allá de los ahorros que siguen acumulándose, el Programa logró un mercado sostenible a largo plazo, en particular para motores eléctricos de alta eficiencia, que son los equipos que individualmente mayor impacto tienen sobre el consumo de energía eléctrica —estimado en 45% del consumo total de electricidad en el país.

Las acciones desarrolladas lograron efectivamente transformar el mercado, ya que mientras que en 1998 del total de motores eléctricos que se comercializaban en México (cerca de 100 mil al año), apenas el 3% eran de

alta eficiencia, el total de los motores eléctricos de inducción trifásicos que se vendían en el país al finalizar la operación era de alta eficiencia (Fig. 8).

Figura 8.
Nivel de Penetración Total de los Motores
de Alta Eficiencia en el Mercado Nacional



Otro elemento que evidencia el éxito del Programa en la transformación del mercado de equipos de alta eficiencia energética es lo que refirieron tanto los fabricantes como los distribuidores de estos equipos. Para ellos, el Programa de Incentivos y Desarrollo de Mercado impulsó claramente la transformación del mercado. Específicamente, los fabricantes de balastos y equipo de iluminación consideran que la evolución del mercado a equipos más eficientes se adelantó en alrededor de 3 años, mientras que los de compresores en 10 años y los de motores en un promedio de 4 años.

Finalmente, otro efecto directo del Programa fue el hecho de que, por la transformación del mercado, la Norma Oficial Mexicana aplicable a motores eléctricos trifásico (NOM-016-ENER-2002, Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0,746 a 373 kW. Límites, método de prueba y marcado) fue modificada elevando los límites de eficiencia energética y poniéndolos a la par de los que se aplican en Estados Unidos y Canadá y permitiendo que, en 2002, se pudiese declarar como homologadas a las normas aplicables en los tres países.

3. RETOS PARA LA NORMALIZACIÓN PARA LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN MÉXICO

Habiendo sido muy exitoso de manera directa e indirecta, el programa de normalización para la eficiencia energética en México se ubica ante nuevos retos.

Por un lado, el hecho de haber logrado niveles tan altos como en Estados Unidos y Canadá deja poco en cuanto a potenciales para explotar en cuanto a equipos. Por otro lado, los potenciales que se han establecido entre los equipos en operación y los que entran al mercado representan un potencial significativo para programas de recambio.

Asimismo, dos nuevas leyes establecidas en el año 2008 en el contexto de la llamada Reforma Energética, coinciden en la promoción de la normalización para la eficiencia energética en México. La Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía se refiere, en su Artículo VII, a “establecer un programa de normalización para la eficiencia energética”. Por su parte, la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, en su capítulo IV, relativo a la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, alude al establecimiento de “un programa de normalización para la eficiencia energética”.

Por lo mismo se presenta una buena oportunidad de replantear y ampliar las actividades de normalización ya no hacia equipos como motores o refrigeradores, sino hacia sistemas como edificios y sistemas de bombeo de agua e iluminación.

El trabajar en edificios implica, sin embargo, una colaboración más amplia entre las autoridades federales y las locales a nivel estatal y municipal, ya que si estas normas no son integradas a la reglamentación local (en particular para construcciones nuevas) será imposible su implantación cabal

4. RESUMEN FINAL Y CONCLUSIONES

Las políticas públicas son acciones de la autoridad que favorecen o impiden procesos económicos y sociales para el cuidado de bienes públicos. En un estado de derecho, deben traducirse en las leyes y normatividad de una determinada materia asociada a éstos.

En este sentido, existen bienes que se consideran públicos porque su existencia y/o aprovechamiento implican un beneficio para el conjunto de la comunidad, ya sea para la presente o las futuras generaciones, resaltando en relación con la energía y su uso el aire limpio y los recursos energéticos no renovables (los hidrocarburos).

Para enfrentar estos retos, organismos internacionales han identificado como una medida clave al uso más eficiente de la energía, especialmente en el punto de uso final, como son: edificios, transporte y procesos de producción

Sin embargo, los individuos y las empresas enfrentan obstáculos o barreras que les impiden optar por las alternativas de mayor eficiencia energética por lo que se justifica el diseño y aplicación de instrumentos de política pública.

De manera particular, la normalización y certificación de productos y sistemas es un instrumento de política pública muy efectivo para lograr una mayor eficiencia energética y se refiere a las especificaciones y características de materiales, equipos y/o sistemas que inciden, directa o indirectamente, en el consumo de energía, mientras que la certificación consiste en la confirmación de que éstos las cumplen.

En México, la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae) inicia actividades de normalización desde su creación en 1989 y en 1992, con la expedición de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN), se le da (a través de la Secretaría de Energía) el mandato de implantar normas técnicas obligatorias para la preservación de recursos naturales no renovables.

Con más de quince de existencia y vigencia, el proceso de normalización para la eficiencia energética en México ha sido muy exitoso y pone de manifiesto el valor y las posibilidades que conlleva la aplicación de una política de este tipo en un país en desarrollo.

Igualmente, hace evidente que para el funcionamiento cabal de estas regulaciones es indispensable disponer de un sistema de soporte, que no está precisamente dentro del sector de la energía, sino más bien en los espacios de mejora de la competitividad y del aseguramiento de la calidad.

Finalmente, el desarrollo de un proceso de normalización toma tiempo, pero éste es igual o menor al que se invierte en la construcción de una central eléctrica, con la ventaja adicional de no reducir el nivel de los servicios energéticos y a un costo menor para el conjunto de la sociedad.

**LA REGULACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO
EN MÉXICO ANTES Y DESPUÉS DE LA REFORMA
DE NOVIEMBRE DE 2008**



Francisco de Rosenzweig Mendiadua

[México]

Doctor en Derecho por la Universidad Panamericana, México y catedrático en la misma. Funcionario de la SHCP, México.

Resumen

La función regulatoria del Estado es objeto de una permanente afectación evolutiva, que deja en la obsolescencia los instrumentos jurídicos que formalizan la regulación económica. En este sentido, los flujos de información y el aprendizaje entre los agentes regulados y autoridades regulatorias colocan siempre en desventaja al gobierno, pues éste, para implementar nuevas decisiones, debe cumplimentar diversas formalidades, que consiguen desequilibrar los arreglos de intercambio de bienes —servicios públicos prestados en red— entre agentes regulados y consumidores.

El presente trabajo tiene como propósito, desde la perspectiva del Derecho Regulatorio —en materia de la energía—, realizar un ejercicio de diagnóstico que enfatice la importancia de que se cultiven, tanto en la academia como en el foro, los esfuerzos que constituyen un emprendimiento —en este caso el del regulador— que coadyuve en ampliar y profundizar en materia de las reformas estructurales que requiere el sector de la energía en nuestro país.

Abstract

The regulatory function of the state is subject to constant evolution, which renders the legal instruments that account for its economic regulation obsolete. In this sense, the stream of information and the lessons learned by the regulated entities and the regulatory agencies always out the government at a disadvantage. This is so because, in order to implement new decisions. Government must fulfill a number of formalities, which lead to the imbalance of the interchange arrangements held between regulated entities and consumers. This essay undertakes, from the perspective of Energy Regulation Law, a diagnosis which emphasizes the need for the development of an understanding of the regulatory phenomenon, both in the scholarly and practical world, which will purport for the structural reforms needed in the energy sector in Mexico.

El Derecho Administrativo Especial y de la Regulación en materia de energía en México y el mundo, si bien tiene orígenes normativos e institucionales que se remontan a los siglos XIX y XX, se constituye actualmente como una arena de investigación poco explorada y con un enorme potencial de desarrollo.

Los juristas que nos dedicamos, en esfuerzo profesional y académico, al análisis y propuestas de mejora de la regulación del sector de la energía enfrentamos —*si cabe el término*— cierta resistencia por parte de algunos profesionales del derecho para la debida recepción del alcance y contenido de las normas del Derecho Regulatorio asociado a las políticas públicas que persiguen implantar las así llamadas “reformas estructurales”.

En este orden de ideas, la función de regulación económica del Estado pasa inadvertida y constantemente extraviada desde la perspectiva de los tribunales y, en muchos casos, peligrosamente confundida con la tutela de los intereses de los consumidores, con la reglamentación de la prestación de los servicios públicos y con los sistemas de salvaguarda de las personas, su patrimonio y su entorno, lo que integra la función de protección civil.

Además, la función regulatoria del Estado es objeto de una incesante evolutiva, que deja en la obsolescencia los instrumentos jurídicos que formalizan la regulación económica. En este sentido, los flujos de información y el aprendizaje entre los agentes regulados y autoridades regulatorias colocan siempre en desventaja al gobierno, pues éste, para implementar nuevas decisiones, debe cumplimentar diversas formalidades, que consiguen desequilibrar los arreglos de intercambio de bienes —*en este caso, los servicios públicos prestados en red*— entre agentes regulados y consumidores.

El presente trabajo tiene como propósito, desde la perspectiva del Derecho Regulatorio —*en materia de la energía*—, realizar un ejercicio de diagnóstico que enfatice la importancia de que se cultiven, tanto en la academia como en el foro, los esfuerzos que constituyen un emprendimiento —*el del regulador*— que coadyuve en ampliar y profundizar en

materia de las reformas estructurales que requiere el sector de la energía en nuestro país.

1. INTRODUCCIÓN¹

En México, la regulación económica de los servicios públicos en materia energética se remonta a 1923, cuando se creó el primer órgano regulador en materia energética: la Comisión para el Fomento y Control de la Industria de Generación Motriz y, posteriormente en 1926, con la creación de la Comisión Nacional de Fuerza Motriz,² cuyo origen es resultado de la reestructuración de la primera y cuyos objetivos consistieron en regular las finanzas, la prestación de los servicios, las tarifas eléctricas y prevenir prácticas monopólicas de las empresas. Dichas comisiones, al ser constituidas como órganos consultivos de la entonces Secretaría de Industria y Comercio, y como consecuencia de su endeble naturaleza jurídica por carecer de atribuciones para regular eficazmente a los agentes de la industria, se convirtieron, más que en entes reguladores, en órganos ineficaces.

Como resultado de la incapacidad de las instituciones regulatorias creadas, el Estado promovió la aprobación del Código Nacional Eléctrico, inspirado en el *National Electric Code* de los Estados Unidos de América. El Código representó el primer cuerpo legislativo que pretendía homologar la regulación y la legislación al establecer que las disposiciones relacionadas la industria eléctrica tenían carácter federal en cuanto a la reglamentación, regulación y vigilancia de la generación de energía eléctrica³. Debido a que hasta octubre de 1926 tales atribuciones eran competencia de los gobiernos locales, la promulgación del Código propició la creación de una visión homogénea de largo plazo que permitió reducir la corrupción de algunos de los gobiernos estatales a favor de las empresas. Además, facultó al gobierno federal para suspender las concesiones y, al declarar a la industria eléctrica de utilidad pública, prevenía su probable expropiación.⁴

No obstante lo anterior, debe destacarse que la facultad, en el ámbito federal, fue concedida al H. Congreso de la Unión para regular, reglamen-

¹ El autor agradece la contribución y comentarios del Mtro. José Carlos Femat Romero al presente artículo.

² La Comisión Nacional de Fuerza Motriz estuvo en funciones hasta que el Código Nacional Eléctrico fue publicado en el *Diario Oficial de la Federación* el 30 de abril de 1926.

³ RODRÍGUEZ Y RODRÍGUEZ, G., "Evolución de la industria eléctrica en México", en Reséndiz-Núñez, D. (Coord.), *El sector eléctrico en México*, Comisión Federal de Electricidad / Fondo de Cultura Económica, México, 1994, pp. 15-42.

⁴ GALARZA, E., *La industria eléctrica en México*, Fondo de Cultura Económica, Primera edición, México, 1941, Tomos I y II, p. 82.

tar, vigilar la generación y los requisitos técnicos para la construcción de instalaciones de generación al reformarse, en enero de 1934, el artículo 73, fracción X de la Constitución.⁵

Posteriormente, y como parte de la expedición del nuevo Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica en 1945,⁶ se constituyó la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas (la Comisión de Tarifas) como un organismo público descentralizado de la Secretaría de Economía Nacional. Un decreto, de fecha 30 de diciembre de 1948, la consolidó como un organismo público descentralizado, asignándole como función específica la de regular a las empresas eléctricas de servicio público y de distribución de gas en lo relativo a la fijación, revisión y modificación de sus tarifas generales.

En este sentido, la Comisión de Tarifas aplicaba el monto de los derechos a cobrarse entre todas las empresas productoras y distribuidoras, tomando en consideración el capital invertido, reservas, activo y utilidades anuales.⁷ Debe destacarse que la Comisión de Tarifas realizó una importante labor en el campo de la regulación de tarifas de energía eléctrica al reestructurarlas a nivel nacional, privilegiando un equilibrio en el suministro de energía eléctrica por parte de las empresas públicas y privadas. Esta Comisión existió hasta octubre de 1983 cuando se aprobaron diversas reformas a la Ley Orgánica de la Administración Pública que transfirieron la facultad de fijar las tarifas para la prestación del servicio público de energía eléctrica a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

En el caso particular del sector energético, y como resultado de las reformas y adiciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) publicadas el 31 de diciembre de 1992 y que tuvieron por objeto propiciar el establecimiento de una autoridad reguladora energética en los términos de lo dispuesto por el Artículo Tercero Transitorio del decreto por el que se reformó la citada Ley, el titular del Ejecutivo Federal expidió el 4 de octubre de 1993 el decreto que por el que se creó a la Comisión Reguladora de Energía (la CRE) como órgano administrativo desconcentrado con funciones de índole consultivo y técnico en materia eléctrica adscrita directamente al titular de la entonces Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.

Posteriormente, con motivo de las reformas a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, publicadas el Dia-

⁵ Publicado en el *Diario Oficial de la Federación* el 18 de enero de 1934.

⁶ Publicado en el *Diario Oficial de la Federación* el 11 de septiembre de 1945.

⁷ Para ello las empresas debían presentar dentro de los primeros quince días de enero de cada año la información necesaria para el cálculo de los derechos correspondientes. El pago de dichos derechos debía cubrirse de manera bimestral y por adelantado dentro de los diez días siguientes a la notificación que hiciera la Comisión respecto del monto de derechos que se debían cubrir.

rio Oficial de la Federación el 11 de mayo de 1995 (la Ley Reglamentaria), el H. Congreso de la Unión aprobó el 31 de octubre de 1995 la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, constituyéndola como un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía (SENER) dotándola de autonomía técnica y operativa, así como de atribuciones específicas para regular diversas actividades en las industrias de electricidad, gas natural y gas licuado de petróleo (LP) por medio de ductos. En este sentido, a la CRE le fue conferido como objeto promover el desarrollo eficiente de diversas actividades que se encuentran sujetas a regulación económica en términos de su propia Ley.

Con la aprobación de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía se concentraron en una sola institución atribuciones que se encontraban dispersas en diferentes dependencias y entidades: SENER, Secretaría de Economía, SHCP, Petróleos Mexicanos (PEMEX) y Comisión Federal de Electricidad (CFE), otorgándole facultades suficientes para regular el subsector del gas pero quedando éstas cortas para regular la prestación del servicio público de energía eléctrica.

La CRE quedó constituida como un órgano colegiado integrado por cinco comisionados, designados por el Presidente de la República a propuesta del Secretario de Energía y por períodos escalonados de cinco años. Los comisionados deben ser mexicanos por nacimiento, haberse desempeñado de forma destacada en cuestiones profesionales o académicas relacionadas a las actividades reguladas y no tener conflicto de interés con las empresas que sean objeto de regulación económica. El Pleno de la Comisión se reúne periódicamente y resuelve los asuntos por mayoría de votos, teniendo el Presidente de la CRE voto de calidad en caso de empate. Lo anterior garantiza una mayor transparencia e independencia en la toma de decisiones de la CRE.

Con la reforma publicada el 28 de noviembre de 2008 en el Diario Oficial de la Federación, se procura fortalecer las atribuciones de la CRE en materia eléctrica, en particular en energías renovables, así como ampliar las existentes en lo relativo a hidrocarburos, específicamente aquellas actividades asociadas a los subsectores de petrolíferos, petroquímicos básicos y biocombustibles. Estas reformas también le permitieron robustecer su independencia al conferírsele además de la autonomía técnica y operativa que ya contaba, las de gestión y de decisión para emitir sus resoluciones y acuerdos.

Con esta reforma se realizaron modificaciones relevantes no sólo para la CRE, sino que también se reformó la legislación existente en materia energética, se reforzaron las atribuciones y se crearon nuevas instituciones relacionadas con la planeación y supervisión del sector energético. En este sentido, se buscó, en términos generales, fortalecer a las instituciones reguladoras y a las que dictan la política energética del país; se robusteció

la facultad de establecer la política energética y de supervisar su cumplimiento por parte de la Secretaría de Energía; dar prioridad a la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente; integrar el Consejo Nacional de Energía para realizar tareas de planeación energética; regular la organización, el funcionamiento, el control y la rendición de cuentas de PEMEX, así como fijar las bases generales aplicables a sus organismos subsidiarios; brindar mayor certidumbre jurídica a los esquemas de contratación de PEMEX; constituir la Comisión Nacional de Hidrocarburos como órgano desconcentrado de la SENER para apoyar en la definición e implementación de la política energética; contribuir al cuidado del medio ambiente e incrementar la productividad y competitividad de la economía, y regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad.

Pese a que puede considerarse que las reformas constituyeron un paso hacia delante en materia de organización, regulación y gobierno corporativo, debe decirse que adolecieron de ciertos elementos. Uno de ellos —*quizá el más evidente en una reforma energética*—, es que estuvieron sesgados hacia el subsector de hidrocarburos y no proveyeron de elementos suficientes al subsector eléctrico al no buscar, por ejemplo, que CFE ni Luz y Fuerza del Centro (LFC) actuaran con mayor eficiencia, control y transparencia. Por ende, no es posible, por el momento, dirigir los esfuerzos del gobierno para que, bajo la rectoría del Estado por conducto de la SENER, la CRE y la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se persigan estos objetivos a través de, como se hizo en PEMEX, renovar los órganos de gobierno corporativo de ambas entidades y transformar los mecanismos existentes de control y vigilancia hacia aquéllos que les permitan promover una orientación más clara a resultados medibles y verificables.

2. ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

A lo largo de la historia de México, el desarrollo de las industrias de hidrocarburos y de la energía eléctrica ha estado en manos tanto del sector público como del privado. En particular, la participación privada en el sector energético se remonta a finales del siglo XIX, cuando las políticas de la administración del ex Presidente Porfirio Díaz (1876-1880 y 1884-1911) promovieron un marco legal que permitió la inversión social y privada en el sector energético.

El sector privado tuvo una participación activa en el desarrollo de la industria energética hasta el establecimiento de políticas públicas nacionalistas que culminaron con la creación de diversos monopolios de Estado. El subsector de los hidrocarburos fue nacionalizado mediante decreto de fecha 18 de marzo de 1938, mientras que la reserva de Estado en el

subsector eléctrico tuvo lugar el 29 de diciembre de 1960.⁸ Ambos procesos tuvieron objetivos, alcances y naturalezas distintas que se analizarán de manera general a continuación.

El subsector de los hidrocarburos está integrado preponderantemente por organismos públicos descentralizados integrados horizontal y verticalmente, por lo que la regulación económica constituye un gran reto para el ente regulador. En particular, PEMEX lleva a cabo en forma exclusiva las actividades que, conforme a los artículos 2° y 3° de la Ley Reglamentaria, constituyen la industria petrolera. Por otra parte, en términos de lo dispuesto por el artículo 4, párrafo segundo, de la Ley Reglamentaria las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas podrán ser llevados a cabo, previo permiso, por los sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan. Cabe señalar que, a partir de la publicación de las reformas a la Ley Reglamentaria y a la Ley Minera en junio de 2006, se permite que los concesionarios mineros puedan aprovechar el gas asociado al carbón mineral en sus procesos productivos o, en su caso, entregarlo a PEMEX quien deberá cubrir la contraprestación que sea determinada al efecto por la SENER.⁹

En el caso del subsector eléctrico, en términos del artículo 27 Constitucional y de la LSPEE, corresponde exclusivamente a la Nación, por conducto de CFE y LFC, la generación, conducción, transformación, distribución y abastecimiento de energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. Está establecido que, en esta materia, no se otorgarán concesiones a los particulares y que la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines. No obstante lo anterior, como resultado de las reformas y adiciones a la LSPEE en diciembre de 1992, los sectores social y privado pueden generar energía eléctrica bajo algunas modalidades que no son consideradas como parte del servicio público de energía eléctrica lo que abrió parcialmente la industria a los sectores social y privado.

En suma, el marco legal y regulatorio de las industrias del gas y de electricidad son asimétricos en cuanto a las actividades que son susceptibles de participación por parte de los sectores social y privado. Mientras que en el subsector de los hidrocarburos (del gas, petroquímicos básicos y combustóleo) solamente les está permitido participar en el transporte, al-

⁸ Prácticamente se puede decir que se formalizó con la nacionalización la compra mayoritaria por parte del Estado de las acciones de las empresas que prestaban el servicio eléctrico.

⁹ De acuerdo con el artículo 19, fracción XIII, de la Ley Minera y el artículo 4 de la Ley Reglamentaria vigentes.

macenamiento y distribución de dichos combustibles, en el subsector eléctrico únicamente les está posibilitado generar energía eléctrica bajo determinadas modalidades no consideradas parte de la prestación del servicio público de energía eléctrica a cargo de manera exclusiva del Estado, en términos de la legislación que la rige. Como resultado de esta asimetría, la regulación aplicable a cada subsector no es comparable, por lo que debe ser analizada por separado.

2.1. Gas Natural

Las reformas publicadas en el Diario Oficial de la Federación en mayo de 1995 a la Ley Reglamentaria permitieron nuevamente la participación de los sectores social y privado en la industria del gas natural. La exploración, producción, procesamiento y ventas de primera mano permanecieron como actividades reservadas al Estado, mientras que el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural y L.P. se convirtieron, a partir de esa fecha, en actividades susceptibles de ser desarrolladas por los sectores público, social y privado, previa obtención del permiso respectivo y sujeto a la regulación técnica-económica por parte de la CRE.

A partir de la implantación de dichas reformas, se han desarrollado importantes inversiones privadas en esta industria. A julio de 2008, la CRE ha otorgado 188 permisos que representan compromisos de inversión que ascienden a 5,135 millones de dólares.¹⁰ Del total de estos permisos,¹¹ 161 corresponden a permisos de transporte que han permitido el desarrollo de más de 12,000 km de redes de transporte; de igual forma, se han otorgado 22 permisos de distribución para el desarrollo de más de 27,000 km de ductos de distribución y, finalmente, destaca el otorgamiento de cinco permisos de almacenamiento para la construcción de terminales de regasificación de gas natural licuado¹² y uno de almacenamiento subterráneo.

En los próximos años, la industria del gas natural se enfrentará a importantes retos, estimándose que, para el año 2017, existirá un déficit de gas natural que ascenderá a 2,085 millones de pies cúbicos diarios (con un crecimiento anual promedio del 3.0% de las importaciones en el perio-

¹⁰ Cifras tomadas del Segundo Informe de Labores de la Secretaría de Energía.

¹¹ Previo a la reforma de 1995 existían once empresas concesionarias de distribución de gas natural, tres de las cuales pertenecían al sector público (CFE, Diganamex y Digaqro) y ocho al sector privado. Posteriormente, estas empresas debieron regularizar su situación como distribuidores para que se adaptaran al nuevo marco legal. Lo mismo ocurrió con el sistema de transporte de gas natural a cargo de PEMEX.

¹² De estos cinco proyectos, dos se encuentran activos: el localizado en el Puerto de Altamira, Tamps., y el de Ensenada, B.C.

do 2008-2017), lo que requerirá de mayores inversiones en este sector, provenientes de los sectores público, social y privado.¹³

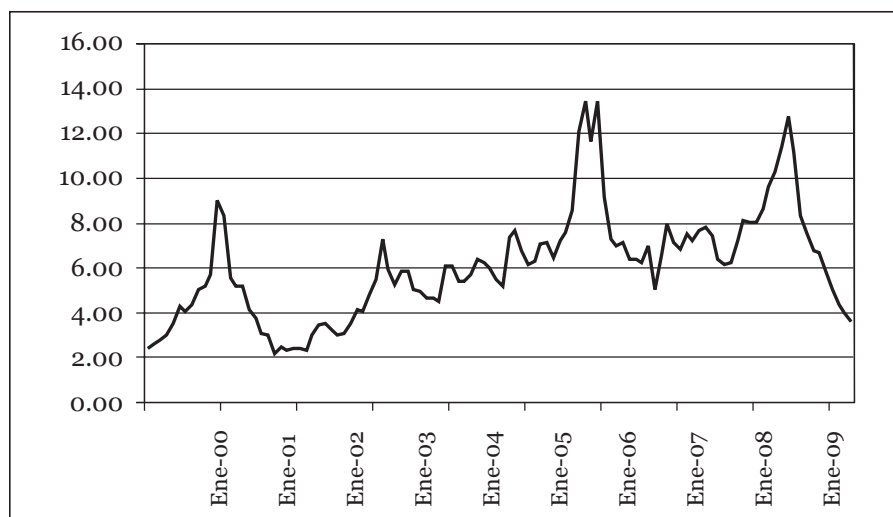
Durante el periodo 2008-2017, PEMEX tendrá que realizar inversiones significativas en los rubros de exploración y producción de gas natural. Adicionalmente, resulta indispensable que el sector privado realice importantes inversiones en transporte, almacenamiento y distribución de gas natural para satisfacer la creciente demanda nacional. Los proyectos de terminales de regasificación de gas natural representan un papel fundamental en el incremento de la oferta de gas natural licuado en los próximos años. Las autoridades energéticas deberán promover y facilitar el desarrollo de infraestructura con recursos públicos y/o privados con el propósito de fomentar e inducir una mayor competencia en la oferta para hacer frente a la creciente demanda, mitigar los precios del gas natural y fortalecer la integración del mercado interno.

La actual coyuntura económica debe aprovecharse para robustecer y consolidar la expansión del mercado interno. Como se ha visto recientemente, la recesión mundial, agravada por la aparición de la influenza A (H1N1), ha provocado que las más recientes encuestas elaboradas por Banco de México muestren una preocupación sobre el futuro de la economía nacional, ya que se estima que podría contraerse más que lo contemplado al inicio del año.¹⁴ En este sentido, una mayor contracción podría presionar aun más a la baja los precios del gas natural, mismos que han caído —*en términos nominales*— a niveles de 2003 (como puede apreciarse en la gráfica que se presenta más adelante). Lo anterior podría convertirse en un área de oportunidad para que, conjunta o separadamente, los sectores público y privado aceleren o lleven a cabo proyectos de almacenamiento, transporte y distribución, ya que se estima que el gas natural, pese a no estar subsidiado como el L.P casi durante una década., adquirirá una mayor competitividad al tener, además, un mayor poder calorífico y ser más limpio y amigable con el medio ambiente.

¹³ Con datos de la Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2008-2017, de la Secretaría de Energía, www.energia.gob.mx.

¹⁴ La encuesta publicada en abril de 2009 muestra que los economistas prevén una contracción de la economía aún mayor que la que estimaban hace unos meses. Mientras que en la encuesta de enero de 2009 se preveía una caída de -1.16% del PIB, en la de abril se estimaba una contracción de -4.02%. La encuesta de abril, debe destacarse, no contemplaba todavía el efecto de la influenza A (H1N1) en el país. Fuente: Banco de México, “*Encuesta Sobre las Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado: Abril de 2009*”, 4 de mayo de 2009, www.banxico.org.mx.

Precio del gas natural (dolares/MMBTU)



Fuente: <http://portal.sgm.gob.mx/SINEM/14GasNatural.htm>

La contracción del precio del gas natural, por el momento, sólo podrá ser aprovechada por las grandes industrias pues, con el esquema promovido por las autoridades energéticas —*por considerarse una medida que beneficiaría a los distribuidores y a los usuarios domésticos por las alzas que se observaron en los primeros meses de 2008*—, los distribuidores que abastecen el combustible a los usuarios domésticos contrataron coberturas en agosto de 2008 en 8 dólares por millón de BTUs, algunas de las cuales contemplaban alzas periódicas que alcanzarán un máximo en agosto de 2009 (9.16 dólares) y que, a partir de ahí, descenderán hasta llegar a 8.27 dólares en julio de 2011. Aunados a la depreciación del tipo de cambio, se estima que el impacto en los precios del combustible para los usuarios domésticos podría ascender a más del 50% en su factura.¹⁵

Para mitigar este efecto, el Consejo de Administración de PEMEX anunció el día de su instalación (con la incorporación de los consejeros profesionales independientes) el 14 de mayo de 2009 que, entre el primero de junio y el 31 de diciembre de 2009, PEMEX Gas y Petroquímica Bási-

¹⁵ Cabe señalar que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria aprobó en abril de 2008 un proyecto de decreto del Ejecutivo Federal para reducir en 10% la factura de gas natural durante este año —*una medida similar a la que se aplica a los usuarios de gas L.P.*— cuya expedición podría ser publicada en breve en el *Diario Oficial de la Federación*. El proyecto en comento prevé también la aprobación de la eliminación del IVA sobre el costo de las coberturas contratadas que los algunos distribuidores aplican en las facturas de sus clientes.

ca cobrará a los distribuidores un precio de cobertura financiada 15% menor a la que pagan actualmente y que, incluyendo el costo de distribución, se traducirá en una disminución de 10% para los usuarios residenciales y pequeñas empresas —*una medida similar a la que se aplica a los usuarios de gas LP*. La anterior medida, no obstante, fue rechazada por la Asociación Mexicana de Gas Natural pues, según el boletín que difundió la asociación que aglutina a las principales empresas de distribución del energético, aunque permite reducir el precio a los usuarios, extendería por otro lado las coberturas por un año más; es decir, el descuento que el usuario obtendría en los 7 meses que le restan al 2009 sería cobrado a partir de enero del 2010 y hasta julio del 2012, cuando originalmente las coberturas vencían en julio del 2011.

Esta intervención del gobierno federal en el sector energético ante la aparición de fenómenos nacionales e internacionales que podrían interrumpir su desarrollo no es novedosa. El 12 de septiembre de 2005, por ejemplo, el entonces presidente Vicente Fox Quesada, como resultado de los efectos del huracán Katrina sobre la infraestructura de producción de hidrocarburos en el sur de Estados Unidos y del consecuente incremento de más de 70% del precio de importación del gas natural, anunció una serie de medidas (el llamado “Decálogo energético”) mediante la que pretendió mitigar la volatilidad del precio de los energéticos. Entre otras, las medidas incluyeron una reducción del precio del gas natural,¹⁶ un tope a las tarifas de electricidad para consumo doméstico (bajo y medio) y para las gasolinas y el diesel de no más de 4% y 3%, respectivamente, un incremento máximo de 4% en el precio de gas L.P. y mantener el apoyo del 28% al precio del gas natural para consumo doméstico establecido en un decreto anterior.

Años más tarde, y como resultado de la contracción económica internacional, el presidente Felipe Calderón Hinojosa anunció el 7 de enero de 2009, como parte del “Acuerdo Nacional a favor de la Economía Nacional y el Empleo”, cinco ejes de apoyo a la actividad económica. Entre ellas, las relacionadas con el sector energético contemplaban una reducción del precio del gas L.P. en 10% —*manteniéndose en ese nivel por el resto del año*—; el otorgamiento de recursos para apoyos directos o de financiamiento para que las familias de escasos recursos puedan sustituir sus aparatos electrodomésticos viejos por nuevos más eficientes en su consumo de energía; la reducción del precio de la electricidad a través de la modificación de la fórmula de determinación de las tarifas eléctricas industria-

¹⁶ El precio fue establecido en 7.65 dólares por millón de BTUs, conteniéndolo del impacto de la tendencia alcista que provocó que el precio superara los 11 dólares en el mercado.

les¹⁷ y la opción de elegir una tarifa de cargos fijos por 12 meses; el establecimiento de un fideicomiso para iniciar el Programa para el Desarrollo de PyMES proveedoras de la industria petrolera nacional, y la posibilidad de que PEMEX cuente con 17 mil millones de pesos adicionales para inversión en infraestructura.

Estas medidas han contribuido a que, en momentos en los que el abasto y los precios de los principales productos energéticos que importa el país se comportan de manera errática, se concentren los esfuerzos del gobierno federal para reducir los efectos en la economía y el desarrollo de la industria. Pese a que las coberturas contratadas el año pasado no tuvieron el efecto deseado, el gobierno federal ha reaccionado con el anuncio de diferentes medidas que permitirán mitigar parcialmente el impacto en los usuarios finales. Por otro lado, y aunque las medidas adoptadas son temporales, los efectos de la actual contracción del precio en el mediano y largo plazos serían más profundas pues, como ocurre actualmente con el consumo del gas natural en las grandes industrias, podrían contribuir a extender la red de distribución¹⁸ y profundizar la utilización de un energético más limpio.

En el largo plazo, de igual forma, las reformas publicadas el pasado 28 de noviembre de 2008 en el *Diario Oficial de la Federación* permiten afirmar que, en materia de hidrocarburos, el país se encuentra en mejores condiciones para enfrentar la demanda esperada, pues la creación de instituciones especializadas y la expedición y reforma de los ordenamientos legales contribuirán a disminuir la incertidumbre jurídica y a atraer mayores inversiones en el sector. En particular, debido a que en ellas se establece:

- i. El otorgamiento de mayores atribuciones a la SENER para regular de manera más eficaz a PEMEX, así como en su conjunto a la industria energética, especialmente con respecto al petróleo y al gas y a la planeación energética;
- ii. La expedición de la nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos permitirá dotar de mayores herramientas a PEMEX en cuanto a su organización, funcionamiento, control y rendición de cuentas, así como fijar las bases generales aplicables a sus organismos subsidiarios.
- iii. La creación de un Consejo Nacional de Energía integrado por entes federales y organismos relacionados con la industria energética en el país

¹⁷ De forma retroactiva al 1 de enero, se estableció que las tarifas eléctricas industriales disminuirían en todas sus modalidades: la de alta tensión en 20%, la de media tensión en 17% y la de baja tensión y comercial en 9%.

¹⁸ Un ejemplo de esto es la más reciente inversión que realizará la empresa TransCanada en los próximos años por 294.3 millones de dólares tras ganar la licitación para construir y operar el gasoducto Manzanillo-Guadalajara que podría transportar hasta 500 millones de pies cúbicos diarios de gas natural hacia las centrales termoeléctricas de CFE en Manzanillo, Col., y Guadalajara, Jal., durante un periodo de 25 años.

(PEMEX, CFE, LFC, CRE, Comisión Nacional del Agua, etc.) y presidida por la SENER que preparará e implementará un Plan Energético de largo plazo (15 años), mismo que deberá ser enviado y ratificado por el Congreso de la Unión cada año (el sector privado podrá participar a través de la figura de Comité Consultivo), y

iv. La creación de una Comisión Nacional de Hidrocarburos, órgano colegiado que tendrá, entre otras responsabilidades, regular y supervisar la exploración y producción de hidrocarburos, aprobar los proyectos de exploración y producción desde una perspectiva técnica y determinar los niveles de producción y restitución de reservas;

v. El fortalecimiento de la CRE en materia de hidrocarburos para que, además de las responsabilidades que se confirieron en 1995, sea responsable de regular las ventas de primera mano de gas, combustóleo y petroquímicos básicos, regular el transporte y distribución de refinados de petróleo y petroquímicos básicos por medio de ductos, así como los sistemas de almacenamiento asociados.

2.2. Energía eléctrica

El 20 de octubre de 1960, el ex Presidente Adolfo López Mateos remitió al H. Congreso de la Unión una iniciativa para reformar el artículo 27 de la Constitución, misma que fue aprobada el 23 de diciembre siguiente, y que tuvo por objeto reservar la prestación del servicio público de energía eléctrica como una actividad exclusiva del Estado. Lo anterior apoyado en las siguientes consideraciones: (i) que el desarrollo de la industria eléctrica en manos de empresas privadas no seguía necesariamente los intereses nacionales, particularmente en la electrificación rural;¹⁹ (ii) que la prestación del servicio público de energía eléctrica debería de ser una actividad exclusiva del Estado al igual que los hidrocarburos, y (iii) que los recursos naturales debían ser utilizados para mejorar los estándares de vida de los mexicanos, por lo que el Estado debía administrar el desarrollo y utilización de recursos naturales para el suministro de energía eléctrica.

A partir de entonces, la provisión del servicio público de energía eléctrica ha sido una actividad reservada al Estado y se le dio a la electricidad una connotación de recurso natural, como sucedió con los hidrocarburos y otros recursos naturales cuya explotación fue reservada al Estado. Más adelante, el 3 de febrero de 1983 fueron publicadas en el *Diario Oficial de la Federación*, con base en una iniciativa presentada al H. Congreso de la

¹⁹ Las empresas privadas que participaban en el desarrollo del sector eléctrico mexicano, principalmente de nacionalidades americanas, canadienses e inglesas, destinaban sus inversiones a la electrificación de grandes zonas metropolitanas y zonas industriales, descuidando las regiones rurales.

Unión por el ex Presidente Miguel de la Madrid, diversas reformas al artículo 28 Constitucional con el propósito de reforzar la reserva de Estado efectuada en 1960 y establecer como una actividad estratégica a la electricidad. Estas reformas permitieron que el Estado, a través de CFE y LFC, continuara avanzando en el objetivo de electrificar al país y garantizar un abasto eficiente y oportuno a los diversos sectores económicos (industrial, de servicios, agrícola y doméstico).

A principios de la década de 1990, el Estado mexicano replanteó la importancia del papel que debían jugar los sectores social y privado en la industria eléctrica pese al trabajo realizado por la CFE y LFC en el desarrollo de una industria eléctrica, misma que para ese entonces ya había alcanzado una cobertura prácticamente plena y había logrado establecer estándares técnicos de operación a nivel nacional —*en cuanto a la frecuencia y voltaje*—. ²⁰ Desde entonces se ha replanteado en diversos foros que la energía eléctrica no debe ser tratada como un recurso natural y que, por tanto, se debía reevaluar el marco jurídico que rige a la industria así como la posibilidad de que los sectores social y privado tuvieran una participación más activa en él.

En este orden de ideas, en diciembre de 1992 se aprobaron diversas reformas y adiciones a la LSPEE definiendo diversas modalidades de generación que no constituyen parte del servicio público y que, por ende, son susceptibles de llevarse a cabo indistintamente por los sectores público, social y privado. Por un lado, se redefinió el concepto de cogeneración y autoabastecimiento para incorporar la modalidad de sociedades de autoabastecimiento y, por otro lado, se establecieron adicionalmente las figuras de producción independiente de energía, pequeña producción, importación y exportación de energía eléctrica. Estas actividades están sujetas a un régimen de permisos por parte de la CRE siempre y cuando su capacidad exceda 0.5 Megawatts (MW). Se estableció también que las plantas de generación cuya producción de destine exclusivamente al uso propio en caso de emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica no requerirán de permiso por parte de la CRE, independientemente de su capacidad.

Como resultado de las reformas y adiciones a la LSPEE, el 31 de mayo de 1993 se publicaron en el *Diario Oficial de la Federación* diversas reformas al Reglamento de la LSPEE que tuvieron por objeto regular las nuevas modalidades de generación establecidas en la Ley. Dichas modalidades de generación podrán ser realizadas por personas físicas o morales constituidas conforme a la legislación mexicana y con domicilio en el territorio nacional. Asimismo, la generación de energía eléctrica que realicen los par-

²⁰ A la fecha, la cobertura es mayor al 98%.

ticulares debe tener por objeto: (i) la venta exclusiva a CFE, (ii) la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica de una persona física o moral, de copropietarios de instalaciones eléctricas o una sociedad de autoabastecimiento, o (iii) la exportación de energía eléctrica.

A pesar de dichas reformas, y considerando el mandato constitucional, el Gobierno Federal, a través de CFE y LFC, continúa como único responsable de la prestación del servicio público de energía eléctrica. CFE provee este servicio en todo el territorio mexicano, con excepción de la zona metropolitana de la Ciudad de México y algunos municipios de los estados de México, Puebla, Morelos e Hidalgo, en donde LFC presta el servicio eléctrico.

Al mes de agosto de 2008, la capacidad instalada del sistema eléctrico nacional ascendió a 59.5 Gigawatts (GW) de los cuales CFE es tiene el 83.9% y LFC el 2.0%. Por su parte, las modalidades contempladas en la LSPEE son responsables de las siguientes proporciones: exportación, 2.2%; usos propios, 0.8%; y el 11.0% restante está integrado por proyectos de cogeneración y autoabastecimiento de energía eléctrica.²¹

Desde 1995 y hasta junio de 2008, la CRE ha otorgado 777 permisos de generación privada, de los cuales 691 continúan vigentes y representan una capacidad instalada de 24,272 MW. Asimismo, a junio de 2008 continúan vigentes 51 permisos de generación de energía eléctrica en la modalidad de usos propios continuos que fueron otorgados con anterioridad a la reforma citada y que cuentan con una capacidad instalada de 506 MW. En total, la CRE administra 742 permisos de generación e importación de energía eléctrica. Del total de la capacidad instalada autorizada, 11,139 MW se refieren a proyectos de producción independiente de energía. Estos proyectos son comúnmente considerados como parte de la capacidad instalada de CFE toda vez que están respaldados por un contrato de compraventa de capacidad y energía asociada por la vida útil de la planta: 5,806 MW se refieren a proyectos de autoabastecimiento, 2,849 MW se refieren a proyectos de cogeneración, 2,231 MW se refieren a proyectos de exportación y los 253 MW restantes se refieren a proyectos de importación. La inversión estimada de estos proyectos asciende a más de 13,084 millones de dólares.

De acuerdo con la *Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017*, publicada por la SENER, en los próximos años el consumo de electricidad crecerá a una tasa promedio anual de 3.3% y será necesario la instalación de 14,315 MW durante el periodo 2009-2017. Esto, aunado a los requerimientos en transmisión, distribución y mantenimiento de los equipos, implica

²¹ Incluye los proyectos de PEMEX y Organismos Subsidiarios. Información actualizada a diciembre de 2005.

que los requerimientos de inversión durante el periodo 2009-2017 superarán los 629 mil millones de pesos, lo cual representa un enorme reto para las empresas públicas a cargo de la prestación del servicio público de energía eléctrica.

3. MARCO REGULATORIO HASTA NOVIEMBRE DE 2008

3.1. Gas Natural

La Ley Reglamentaria, la Ley de la CRE y demás disposiciones jurídicas aplicables otorgan a la CRE diversas atribuciones para regular las ventas de primera mano (VPM), el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, así como el transporte y distribución de gas L.P. por medio de ductos. En este sentido, la CRE es la autoridad responsable de determinar las tarifas, otorgar los permisos y autorizaciones para la realización de las actividades reguladas, de aprobar los términos y condiciones para la prestación del servicio, de garantizar el acceso abierto no discriminatorio al almacenamiento y redes de transporte y distribución de gas natural, de implantar programas de supervisión para los permisionarios de gas natural, así como de resolver controversias entre participantes de esta industria energética.

El marco regulatorio establece los siguientes preceptos fundamentales:

i. Las VPM y la operación del Sistema Nacional de Gasoductos de PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) son actividades que se encuentran bajo la responsabilidad de PEMEX.

ii. Los diferentes tipos de permisionario de gas natural (transporte, almacenamiento y distribución) podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, de las instalaciones de almacenamiento y, en su caso, de regasificación de gas natural licuado, y de las redes de transporte y distribución mediante las que suministrarán el combustible.²² Asimismo, podrán participar en actividades de comercialización.

iii. Las empresas comercializadoras pueden ofrecer servicios agregados a los usuarios finales de gas natural y pueden realizar actividades de intermediación para los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.²³

²² Los permisionarios de distribución deberán abastecer el hidrocarburo a los usuarios que se encuentran dentro de una zona geográfica específica determinada para tales efectos por la CRE. Cabe señalar que los distribuidores gozarán de una exclusividad de distribución por doce años cuando se trate de una zona de distribución nueva y de cinco años cuando se trate de una zona de distribución existente.

²³ Esta es una actividad no regulada por la CRE y podrá ser desarrollada por cualquier interesado.

La regulación que la CRE aplica en la industria del gas natural, en términos de la Ley Reglamentaria, tiene por objeto, entre otras cuestiones, asegurar el acceso no discriminatorio y en condiciones competitivas a los servicios de transporte, almacenamiento y distribución, siempre y cuando ésta resulte técnica y económicamente viable. Adicionalmente, el Tratado de Libre Comercio de América del Norte prevé la posibilidad de que los particulares puedan importar gas natural de Estados Unidos de América para su autoconsumo. Para lograr su objetivo, la CRE, a la fecha, ha expedido varias directivas para regular la industria del gas natural en México:²⁴

i. *Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en materia de Gas Natural.* Esta Directiva establece un esquema de regulación de tarifas máximas individuales sin que el nivel de éstas se encuentre sujeto al ingreso máximo unitario, lo que se traduce en una regulación más simplificada, a la vez que no impacta negativamente a los permisionarios ni a los usuarios, ya que dichas tarifas se establecerán y ajustarán de forma equivalente a la Directiva previa. Asimismo, con esta Directiva se otorga flexibilidad para proponer formas alternativas de aprobación de tarifas, así como para incorporar nuevos servicios con sus tarifas asociadas en cualquier momento en beneficio de los propios usuarios, sin que para ello se deba estar sujeto a los periodos quinquenales que actualmente marca la regulación.

ii. *Directiva de Información para las Actividades Reguladas en materia de Gas Natural.* Fue expedida por la CRE con el propósito de recopilar los diferentes requerimientos de información que no habían quedado contenidos en otros instrumentos regulatorios y, en su caso, definir los formatos y plazos para la presentación de tal información a fin de facilitar su cumplimiento por parte de los entes regulados.

iii. *Directiva de Contabilidad para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural.* Se establecen los criterios y lineamientos contables de aplicación general a los que deben sujetarse los permisionarios que realizan actividades reguladas en materia de gas natural. La directiva tiene por objeto que los criterios contables, la elaboración de estados contables y de resultados de las actividades reguladas sean uniformes para todos los permisionarios y para prevenir que puedan existir subsidios cruzados. Esta directiva retoma, desde luego, los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados (PCGA) y prevé una metodología para la revaluación de activos no monetarios y para la depreciación de activos compuestos, aspectos no incluidos en los PCGA.

iv. *Directiva para la Determinación de Zonas Geográficas de Distribución de Gas Natural.* Esta directiva fija los criterios y lineamientos generales que aplica la CRE en el proceso de determinación de zonas geográficas para fines de distribución de gas natural. Estas zonas son definidas de acuerdo a factores económicos, técnicos y de diseño urbano, con el objeto de maximizar la rentabilidad de las inversiones y promover una mayor eficiencia en el desa-

²⁴ Para mayor referencia sobre el funcionamiento y objetivos de las Directivas, consultar: www.cre.gob.mx.

rollo de las actividades de distribución de gas natural, tomando en cuenta prioridades regionales y ambientales.

Las zonas geográficas son determinadas por la CRE para facilitar la comercialización de gas natural y posibilitar el desarrollo de una red de distribución en una región específica. Generalmente, las zonas geográficas son delimitadas conforme a los límites de regiones urbanas. La conducción de gas natural y construcción de infraestructura fuera de las zonas geográficas para fines de distribución es considerada como transporte.

v. *Directiva de Ventas de Primera Mano de Gas Natural*. Esta directiva establece los criterios y lineamientos que PEMEX y sus Organismos Subsidiarios deberán aplicar para llevar a cabo las VPM, así como las obligaciones de información y contabilidad. Dicha directiva establece, entre otros principios, los de proporcionalidad y equidad en las relaciones contractuales entre PEMEX y los adquirentes, y asegura que PEMEX no imponga condiciones contractuales discriminatorias.

Por otra parte, la CRE publicó en el *Diario Oficial de la Federación*, con fecha 23 de agosto de 2000, la aprobación de la propuesta presentada por PGPB en lo relativo a los términos y condiciones generales para la realización de las VPM de gas natural. El objetivo es que PGPB realice las VPM de gas natural conforme a principios de eficiencia, continuidad, uniformidad, homogeneidad, regularidad y seguridad, sin incurrir en prácticas indebidamente discriminatorias. En este contexto, los *Términos y Condiciones Generales* permitirán a la CRE regular los requisitos, actos y servicios involucrados en la contratación, enajenación y entrega del gas natural, mismos que resultan congruentes con las prácticas comerciales, nacionales e internacionales, observados por las empresas que realizan actividades de compra-venta de gas natural.²⁵

Un aspecto que debe destacarse por la importancia que adquiere tanto para los usuarios finales del combustible como para los distribuidores, fue la emisión de la RES/406/2007 por medio de la cual la CRE autorizó a PGPB, en su calidad de titular del Permiso G/061/TRA/99, relativo al servicio de transporte de gas natural para el Sistema Nacional de Gasoductos, un valor inicial del Ingreso Máximo para el servicio de transporte de 2.97 pesos por Gigajoule (a pesos del 31 de agosto de 2007), mismo que estará vigente por un periodo de prestación de servicios del 1º de enero de 2008 al 31 de diciembre de 2012. Este Ingreso Máximo autorizado permitirá a PGPB cubrir los costos que implica la transportación de gas natural y, al mismo tiempo, establece un límite a los ingresos que la empresa, al ser la única transportista del gas natural, podría generar por la prestación del

²⁵ Igualmente, con la aprobación de los *Términos y Condiciones Generales* se le permite a los adquirentes y usuarios del Sistema Nacional de Gasoductos reservar capacidad bajo condiciones de eficiencia, transparencia, competencia, continuidad y certidumbre ya sea en las plantas de proceso (contratación desagregada) o en el punto de entrega que solicite el adquirente (contratación agregada).

servicio; esto es, la CRE establece un límite al potencial poder de mercado que la empresa podría ejercer.

Asimismo, destaca la autorización a PGPB por parte de la CRE de un esquema tarifario que tiene como eje cinco “tarifas estampilla en zona” (Sur, Centro, Occidente, Golfo y Norte). Entre otros, el nuevo arreglo institucional supone una redistribución de cargas entre PGPB y los usuarios del servicio de transporte en materia de reserva de capacidad. La resolución en comento fue modificada parcialmente por la RES/487/2007 de fecha 17 de diciembre de 2007.

Por último, y no menos importante, conviene resaltar el Acuerdo que la CRE expidió en 2008 con el propósito de interpretar, para efectos administrativos, el contenido de diversas disposiciones del Reglamento de Gas Natural en lo relativo a las obligaciones de los distribuidores para ampliar y extender sus sistemas y satisfacer toda solicitud de servicio que sea económicamente viable. El Acuerdo tiene como objetivo asegurar el acceso abierto a los sistemas de distribución de gas natural y la prestación del servicio a los usuarios en cada zona geográfica en términos no indebidamente discriminatorios.²⁶ En esencia, se precisan y establecen los criterios que empleará la CRE para determinar si una extensión o ampliación del sistema resulta económicamente viable para atender la demanda de prestación del servicio. La expedición del Acuerdo tiene relevancia al ofrecer certidumbre a los permisionarios en cuanto a la debida interpretación del Reglamento en esta materia, evitar prácticas discriminatorias en el acceso abierto a los sistemas y asegurar la prestación de los servicios de manera equitativa en beneficio de los usuarios.

Por otra parte, es importante destacar que la regulación tarifaria para las actividades de transporte y distribución están regidas a través de una regulación por incentivos, apoyada en una fórmula de ingreso máximo promedio —*que establece un ingreso tope a los permisionarios*—, la cual incorpora también algunos elementos de regulación por costo de servicio —*que les permite cubrir los costos incurridos en la provisión del servicio*—. En este sentido, los permisionarios podrán pactar tarifas convencionales, siempre y cuando estén por debajo de las tarifas máximas autorizadas por

²⁶ La prestación del servicio de distribución de gas natural debe sujetarse a los siguientes principios: (i) los permisionarios están obligados a permitir el acceso abierto y no discriminatorio a los usuarios, limitado a la capacidad disponible del sistema, debiéndose entender por ésta la capacidad que no sea efectivamente utilizada; (ii) los permisionarios de distribución igualmente están obligados a extender o ampliar sus sistemas dentro de la zona geográfica a solicitud de cualquier interesado que no sea permisionario, siempre que la extensión o ampliación sea económicamente viable, y (iii) los distribuidores están obligados a satisfacer toda demanda de prestación del servicio económicamente viable en los términos de las Condiciones Generales para la Prestación de Servicio y de lo establecido en el Reglamento en cuestión.

la CRE. Dichas tarifas tienen una vigencia de cinco años y podrán ajustarse durante dicho periodo por los efectos de la inflación, variaciones en el tipo de cambio (peso por dólar), así como deberán incluir adecuaciones por los factores de eficiencia (X) y de corrección (K), así como se podrán incluir algunos costos que se consideren trasladables a tarifas (Y).

Uno de los principales logros en la industria del gas natural ha sido la desintegración vertical, separando las actividades de VPM, transporte, almacenamiento y distribución, lo que garantiza la independencia para cada una de las actividades y evita la posibilidad de subsidios cruzados entre dichas actividades. Recientemente, se implementó un mercado secundario de capacidad para que los permisionarios de transporte puedan revender su capacidad con base horaria y, así, incrementar la eficiencia de la industria.

Por otra parte, la CRE, en materia de normalización de gas natural y gas L.P. por medio de ductos, en ejercicio de las facultades delegadas por la SENER en su Reglamento Interior, ha expedido, entre otras, diversas Normas Oficiales Mexicanas, cuyo objetivo es salvaguardar la integridad física de los usuarios y de las instalaciones, así como monitorear la calidad en la distribución del gas.²⁷

Finalmente, en esta materia la CRE aprobó la metodología que las Unidades de Verificación deben aplicar para realizar los Procedimientos de Evaluación de la Conformidad de las Normas Oficiales Mexicanas a los permisionarios de gas natural de conformidad con la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.²⁸

²⁷ NOM-001-SECRE-2003, *Calidad del gas natural*, publicada en el *Diario Oficial de la Federación* el 29 de marzo de 2004. NOM-002-SECRE-2003, *Instalaciones de aprovechamiento de gas natural*, publicada en el *Diario Oficial de la Federación* el 8 de diciembre de 2003. NOM-003-SECRE-2002, *Distribución de gas natural y gas L.P. por ductos*, publicada en el *Diario Oficial de la Federación* el 12 de marzo de 2003. NOM-007-SECRE-1999, *Transporte de gas natural*, publicada en el *Diario Oficial de la Federación* el 11 de abril de 2001. NOM-009-SECRE-2002, *Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y en ductos*, publicada en el *Diario Oficial de la Federación* el 8 de febrero de 2002. NOM-010-SECRE-2002, *Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad para estaciones de servicio*, publicada en el *Diario Oficial de la Federación* el 23 de octubre de 2002. NOM-011-SECRE-2000, *Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares*, publicada en el *Diario Oficial de la Federación* el 23 de octubre de 2002. NOM-013-SECRE-2004, *Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural*, publicada en el *Diario Oficial de la Federación* el 8 de noviembre de 2004.

²⁸ Se estima indispensable que la CRE, conjuntamente con las autoridades competentes y los permisionarios de la zona geográfica de que se trate, formalicen la suscripción del Plan Director para Atender Incidencias en Sistemas de Distribución de Gas Natural que, por lo

3.2. Regulación de la industria eléctrica

En materia de regulación del sector eléctrico, la LSPEE y su Reglamento, así como la Ley de la CRE, otorgan diversas atribuciones a la CRE entre las que se encuentran las de: *(i)* participar en la determinación de tarifas para el servicio público de energía eléctrica; *(ii)* otorgar y revocar los permisos y las autorizaciones para la realización de actividades reguladas; *(iii)* aprobar la metodología adquisición de energía económica a los permisionarios de generación; *(iv)* aprobar la metodología para el cálculo de contraprestaciones para la provisión de servicios de conducción y transformación de energía que CFE y LFC ofrecen a los permisionarios, y *(v)* aprobar los modelos de contratos y convenios para la realización de actividades reguladas.

A continuación se presenta un análisis de los mecanismos de regulación económica más relevantes en materia de energía eléctrica:

i. Tarifas para el servicio público de energía eléctrica. Con fundamento en la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y la LSPEE, corresponde a la SHCP, a propuesta de la CFE, y con la participación de la SENER, la Secretaría de Economía, la CRE y LFC fijar las tarifas, su ajuste o reestructuración, de manera que tiendan a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público.

La estructura tarifaria está integrada por cuatro categorías principales: las tarifas específicas, las generales, las de respaldo y las de servicio interrumpible. La primera categoría está integrada por tarifas domésticas, domésticas de alto consumo, agrícolas y de servicios. Estas tarifas son actualizadas mediante la aplicación de un factor de ajuste mensual acumulativo de 1.00327²⁹ para la industria eléctrica. Las demás categorías están integradas por tarifas en baja tensión (<1 kilovolt (kV)), en media tensión (1 kV < x < 9 kV) y en alta tensión (>69 kV) (media y alta para las tarifas de respaldo y alta tensión para las interrumpibles), que se actualizan mensualmente con base en un factor de ajuste que integra los indicadores que reflejan de mejor manera la inflación y una canasta de combustibles de la que se compone el despacho de generación. Mediante este ajuste se pretende reducir la brecha entre los costos contables y marginales y la tarifa final que se factura al usuario.

que se tiene conocimiento, la CRE cuenta con un documento avanzado para el análisis y en su caso suscripción de las autoridades estatales en donde se alojan ductos de gas natural.

El Plan Director tiene, como objetivo general, establecer los mecanismos de atención de emergencias que consideren las fases de prevención, auxilio y recuperación en los incidentes ocasionados por el uso del gas natural. En este sentido, el Plan Director pretende reflejar los compromisos que habrán de contraer tanto las autoridades federales como las locales en forma conjunta con los permisionarios de distribución de gas natural para establecer una actuación coordinada en casos de incidencias en el manejo, uso y aprovechamiento del gas natural.

²⁹ De conformidad con el Decálogo Energético expedido por el Presidente Vicente Fox en septiembre de 2005.

ii. *Régimen de permisos.* Las diferentes modalidades de generación que no son consideradas como parte del servicio público de energía eléctrica, en términos del artículo 3 de la LSPEE, están sujetas a la obtención de un permiso por parte de la CRE. Los permisos tienen una vigencia indefinida, con excepción de los permisos de producción independiente de energía que tienen una vigencia de 30 años y podrán ser renovadas a su término. Para la obtención de estos permisos, los interesados deberán presentar ante la CRE información sobre el proyecto que deseen desarrollar, incluyendo especificaciones técnicas, financieras, programa de obras y de generación así como el tipo y consumo de combustibles, entre otros requerimientos de información establecidos en la legislación de la materia.

Con base en la información presentada en la solicitud respectiva, la CRE lleva a cabo la evaluación de la información y solicitará la opinión de CFE y LFC, según sea el caso, sobre los requerimientos de capacidad y energía de respaldo y los servicios de transmisión que se requieran. Los permisos serán otorgados a aquellos solicitantes que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación de la materia. La CRE supervisa el debido cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Permiso y demás disposiciones jurídicas aplicables.

iii. *Instrumentos regulatorios.* La CRE, a lo largo de su historia, ha aprobado diversas metodologías y modelos de contratos y convenios de adhesión para la realización de actividades reguladas en materia eléctrica. A continuación se describen los más relevantes:

a) *Contrato de Interconexión.*³⁰ El contrato establece los términos y condiciones a que deberán sujetarse la CFE y los permisionarios, procurando asegurar que los cargos que se apliquen correspondan con los incurridos por la CFE o LFC por la prestación del servicio.³¹ En particular, el Contrato incluye, entre otros rubros, los siguientes: (i) condiciones de la interconexión (construcción o modificación de redes de transmisión, subestaciones, etc.) que puedan requerirse; (ii) las relativas a la entrega de energía que se hagan las partes, en coordinación con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de la CFE, así como las condiciones de los medidores y equipos de medición que resulten necesarios y sus ajustes; (iii) la regulación de los servicios de transmisión, respaldo, compraventa de excedentes, compraventa de energía en emergencia y durante los periodos de prueba, compensación y suministro de energía; (iv) determinación de los pagos por cada uno de los servicios prestados así como por los servicios conexos (regulación de frecuencia y voltaje, entre otros), y (v) procedimiento para la facturación y estados de cuenta y, de la misma manera, el lugar y la forma de pago.

³⁰ Publicado en el *Diario Oficial de la Federación* el 6 de septiembre de 1996.

³¹ La CRE aprobó la Metodología para la determinación de los cargos por Servicios Conexos que tiene por objeto determinar la contraprestación que los permisionarios deben retribuir a la CFE por la interconexión de sus centrales al sistema eléctrico nacional con los servicios de regulación de frecuencia y voltaje, entre otros.

b) *Contrato de Servicio de Respaldo*.³² El modelo de contrato tiene por objeto que, en caso de falla y/o mantenimiento de la central de generación del permisionario, la CFE o LFC respalde la central eléctrica a efecto de que los consumidores no sean afectados por la falta de suministro de energía eléctrica. En particular, el contrato estipula que los términos y condiciones en que la CFE o LFC deben prestar el servicio de respaldo de acuerdo con la demanda reservada y la modalidad del servicio que se haya pactado.

c) *Convenio de Compra-Venta de Excedentes*.³³ El modelo de convenio de adhesión establece los procedimientos que los permisionarios deben seguir para entregar excedentes de energía eléctrica a CFE y/o LFC. Estos procedimientos son el de recepción por subasta, recepción automática notificada y no notificada.³⁴

d) *Convenio de servicios de transmisión*.³⁵ El Convenio establece los procedimientos, términos y condiciones bajo los cuales la CFE y/o LFC llevará a cabo el uso temporal de la red para transportar la energía eléctrica desde la fuente de energía eléctrica del permisionario hasta sus centros de consumo.³⁶

e) *Metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión*.³⁷ La metodología propuesta por la CFE y aprobada por la CRE, tiene por objeto establecer el procedimiento que la CFE debe aplicar para el cálculo de los cargos correspondientes a las solicitudes de transmisión de los permisionarios en tensiones menores, iguales o mayores a 69 kV. Esta metodología está basada en flujos de potencia y promueve que el transporte de energía eléctrica que favorezca a la operación del Sistema Eléctrico Nacional. En este sentido, esta metodología coadyuva a mitigar congestiones y reducciones en las redes de transmisión eléctrica, así como a un mejor control de voltaje.

f) *Metodología para la determinación del Costo Total de Corto Plazo (CTCP)*.³⁸ Esta Metodología debe utilizarse para el pago por la energía excedente que los permisionarios entregan a los suministradores. A su vez, el CTCP está constituido por la suma de los costos variables de generación y los costos

³² Publicado en el *Diario Oficial de la Federación* el 23 de enero de 1998.

³³ Publicado en el *Diario Oficial de la Federación* el 20 de diciembre de 1996.

³⁴ Bajo el procedimiento de (i) *recepción por subasta* el permisionario debe programar con suficiente antelación la posible entrega de energía eléctrica así como la remuneración que pretende obtener; (ii) *energía notificada*, el permisionario informa por adelantado a CFE o LFC, según sea el caso, sobre su programa de entrega de energía (las entidades públicas a cargo de prestar el servicio eléctrico determinarán si dicha adquisición resulta económicamente conveniente y, en su caso, le retribuirá el 90% del Costo Total de Corto Plazo, el cual es definido por CFE), y (iii) *energía no notificada*, el permisionario entrega la energía a CFE y LFC, según sea el caso, en tiempo real sin ninguna notificación, y la CFE o LFC le retribuirá el 85% del Costo Total de Corto Plazo.

³⁵ Publicado en el *Diario Oficial de la Federación* el 30 de agosto de 2001.

³⁶ Existen cuatro modelos de convenio de adhesión para prestar el servicio de transmisión que pueden incluir un cargo o no por infraestructura y, en su caso, con y sin cobertura.

³⁷ Publicado en el *Diario Oficial de la Federación* el 24 de abril de 1996.

³⁸ Publicado en el *Diario Oficial de la Federación* el 24 de septiembre de 2002.

variables de transmisión. También se prevé que para el cálculo del CTCP no se debe considerar la generación mínima de despacho por confiabilidad.

g) *Metodología en materia de fuentes de energía renovable.*³⁹ La metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica y los modelos de contrato de interconexión y de convenios de transmisión para fuentes de energía renovable de tipo intermitente (energéticos primarios de disponibilidad no permanente) tiene por objeto apoyar el aprovechamiento de la energía eólica, solar y la hidroeléctrica con volúmenes de agua limitados y cuando no se tiene el control sobre las extracciones de agua.

iv. Adicionalmente se presentan diversos aspectos vinculados con la operación del sistema eléctrico nacional:

a) *Despacho de generación y operación del sistema.* Actualmente, la CFE es responsable del despacho y operación del sistema eléctrico nacional. En términos de la LSPEE, la CFE diseña y aplica las reglas de operación del sistema eléctrico y ha sido una actividad no regulada por parte de la CRE. El CENACE es el área de la CFE encargada de dichas actividades y es quien recibe la información de las divisiones de distribución de CFE y de LFC sobre las estimaciones de la demanda, así como la información sobre la disponibilidad de las unidades de generación. Como resultado de lo anterior, el CENACE elabora el programa de generación con 24 horas de antelación (predespacho) mediante el que se calcula el despacho de generación. Adicionalmente, el CENACE opera un mecanismo de desbalances en tiempo real para garantizar que la operación del sistema se lleve a cabo en condiciones de confiabilidad, seguridad y estabilidad. Igualmente, es responsable de mantener un 6% de reserva operativa para minimizar posibles disturbios y mantener el control de frecuencia y tensión dentro de los límites permitidos en el Reglamento de la LSPEE.

b) *Adecuación de capacidad de generación.* La CFE es responsable de definir los estándares de adecuación de capacidad de generación de energía eléctrica, los cuales establecen que el margen de reserva de capacidad es de 27% para asegurar un suministro continuo de energía en el largo plazo. Con el objeto de mantener este margen de reserva, CFE elabora y propone el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) a la SENER quien, en su caso, lo aprueba. Posteriormente, estos proyectos son desarrollados ya sea por el sector público con recursos propios o el sector privado, por medio de las modalidades de producción independiente de energía (PIE), obra pública financiada (OPF) ó construcción, arrendamiento y transferencia (CAT). Estas últimas modalidades constituyen Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS).

c) *Modelo de contrato para la importación de energía eléctrica.* La CRE publicó en el *Diario Oficial de la Federación* el 17 de mayo de 2005 el modelo de contrato de interconexión para los permisionarios ubicados en el área de

³⁹ Publicado en el *Diario Oficial de la Federación* el 7 de septiembre de 2001 mediante Resolución número RES/140/2001.

control de Baja California que importan energía eléctrica a través del *Western Electricity Coordinating Council* de Estados Unidos de América. En cumplimiento de su objeto, la CRE aprobó la propuesta presentada por la CFE con el propósito de dotar de alternativas de suministro así como el promover el desarrollo eficiente de la importación de la energía eléctrica por parte de industriales ubicados principalmente en la frontera norte del país.

d) *Instrumento de Regulación para Pequeños Productores de Energía*. El 20 de abril de 2007 se publicó en el *Diario Oficial de la Federación* el modelo de Contrato de Compraventa de energía eléctrica para Pequeño Productor en el Sistema Interconectado Nacional. Este modelo de contrato establece las condiciones técnicas, jurídicas y económicas que celebren las partes relacionadas con la compraventa y generación de energía eléctrica, al tiempo que proporciona a los suministradores la posibilidad de contar con la producción de energía eléctrica destinada al Servicio Público que resulte de menor costo, lo que permitirá al sistema eléctrico nacional contar con un suministro eléctrico en condiciones de óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio.

e) *Instrumento de Regulación para Fuentes de Energía Solar a Pequeña Escala*. La CRE publicó el 27 de junio de 2007 en el *Diario Oficial de la Federación* el modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar en Pequeña Escala mediante el cual se permitirá a casas habitación y comercios pequeños generar su propia energía eléctrica aprovechando la energía solar, con la posibilidad de interconectarse al sistema eléctrico nacional. Esto permitirá a los hogares reducir el cargo en la facturación e intercambiar energía con el suministrador en caso de que existan excedentes. Además, permite al Suministrador diversificar su parque de generación.

f) *Instrumento de Regulación en materia de Aportaciones*. La CRE publicó el 10 de noviembre de 1998 en el *Diario Oficial de la Federación* el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones, mediante el que se establece que el órgano regulador aprobará los Catálogos de Precios de los Suministradores y los Criterios y Bases para Determinar y Actualizar el Monto de las Aportaciones de los gobiernos de las entidades federativas, ayuntamientos y particulares solicitantes del servicio público de energía eléctrica para la realización de obras específicas, ampliación o modificación de las existentes solicitadas por aquellos.

Bajo este ordenamiento la CRE ha aprobado los siguientes instrumentos regulatorios en materia de aportaciones: (i) Criterios y Bases para Determinar y Actualizar el Monto de las Aportaciones (publicado en el *Diario Oficial de la Federación* el 18 de abril de 2000 y modificado el 26 de diciembre de 2002); (ii) Catálogo de Precios de los Suministradores (25 de septiembre de 2001 y 28 de septiembre de 2006); (iii) Especificaciones Técnicas del Suministrador (10 de noviembre de 1998 y 31 de agosto de 2001); (iv) Modelos de Convenio para Aportaciones en Efectivo, en Efectivo y en Especie y en Obra Específica (9 de noviembre de 1999); (v) Modelo de Convenio de Cesión de Derechos Sobre la Demanda Eléctrica Contratada con el Suministrador (19 de febrero de 2002), y (vi) Convenio de Aportación en Efectivo para Obras cuyos períodos de ejecución no sean mayores de tres meses (23 de febrero de 2004).

g) *Temporada Abierta*. La Temporada Abierta (TA) permite determinar la capacidad de transmisión que los desarrolladores privados están dispuestos a reservar, bajo bases firmes, con objeto de justificar la autorización de los recursos necesarios para los proyectos de obra pública financiada que serán ejecutados por CFE. En este sentido, la Temporada Abierta de reserva de capacidad de transmisión en la Zona del Istmo de Tehuantepec permitirá la instalación de más de 2,000 MW de generación eoloelectrónica en la región. La entrada en operación de estas centrales está programada para llevarse a cabo de octubre de 2008 a diciembre de 2010.⁴⁰ En 2007 se firmaron los Convenios relativos a los pagos por la infraestructura y servicios de transmisión asociados entre CFE y los permisionarios de generación, mismos que establecen los compromisos para la puesta en operación de la central de generación de energía eléctrica de cada uno de los permisionarios.

4. CONSIDERACIONES GENERALES A LAS REFORMAS APROBADAS AL SECTOR ENERGÍA EN 2008

Como resultado del debate parlamentario sobre la conveniencia de adecuar el marco jurídico de la industria de los hidrocarburos, mismo que dio inicio con las reformas presentadas por el Ejecutivo Federal en abril de 2008 y que motivaron, entre otros, los Foros de Debate de la Reforma Energética en el H. Congreso de la Unión, el pasado 28 de noviembre de 2008 se publicaron en el *Diario Oficial de la Federación* las Leyes y Decretos de la Reforma Energética. Los siguientes decretos reforman y adicionan diversas disposiciones a la legislación vigente: (i) Decreto por el que se reforma y adicionan diversas disposiciones de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; (ii) Decreto por el que se reforma y adiciona el artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, y (iii) Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

Los siguientes expiden nuevos ordenamientos jurídicos:⁴¹ (i) Decreto por el que se expide la Ley de Petróleos Mexicanos; se adicionan el artículo 3o. de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; el artículo 1 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y un párrafo tercero al artículo 1 de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y

⁴⁰ En este sentido, se tiene conocimiento de que tres permisionarios (CISA-GAMESA, Eurus de Cemex y Parques Ecológicos de Iberdrola) se encuentran en operación e, igualmente, que son varias las empresas encargadas de la construcción y operación de las centrales que ya han entregado a CFE las cartas de crédito en firme por los MW que instalarán en la red.

⁴¹ En el caso de PEMEX se adicionan diversos artículos al marco jurídico aplicable a la contratación pública.

Servicios del Sector Público; *(ii)* Decreto por el que se expide la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; *(iii)* Decreto por el que se expide la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, y *(iv)* Decreto por el que se expide la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.

A continuación se presenta un análisis de los aspectos más relevantes de cada uno de ellos (ordenados por su importancia e influencia).

4.1. Ley reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo

Con la publicación del Decreto por el que se reforma y adicionan diversas disposiciones de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (Ley Reglamentaria) se procura, entre otros aspectos:

i. *Fortalecimiento institucional*: Se fortalecen las instituciones reguladoras del Estado y que dictan la política energética del país, al tiempo que se otorga mayor flexibilidad a la operación de PEMEX. En este sentido la Ley Reglamentaria establece que el Ejecutivo Federal, por conducto de la SENER, con la participación que corresponda a la Comisión Nacional de Hidrocarburos y a la CRE, establecerán la regulación de la industria petrolera. Asimismo, las actividades de PEMEX y su participación en el mercado mundial se orientarán de acuerdo con los intereses nacionales, incluyendo los de seguridad energética del país, la sustentabilidad de la plataforma anual de extracción de hidrocarburos, la diversificación de mercados, la incorporación del mayor valor agregado a sus productos, el desarrollo de la planta productiva nacional y la protección del medio ambiente.

ii. *Certidumbre jurídica*: Se otorga mayor certidumbre jurídica a los esquemas de contratación de PEMEX, al establecer claramente qué está y qué no está permitido. En adición al dominio directo que correspondía a la Nación de todos los hidrocarburos que se encuentran en el territorio nacional, incluida la plataforma continental, en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico; se adiciona en el artículo primero la “zona económica exclusiva situada fuera del mar territorial y adyacente a éste”.

Asimismo, se definen más claramente los yacimientos transfronterizos y se determina que éstos podrán ser explotados en los términos de los tratados internacionales de los que México sea parte. En cuanto a las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras, quedó establecido que éstas serán otorgadas por el Ejecutivo Federal, por conducto de la SENER, exclusivamente a PEMEX y a sus organismos subsidiarios.

iii. *Propiedad sobre los hidrocarburos*: PEMEX y sus organismos subsidiarios podrán celebrar los contratos de obras y de prestación de servicios con personas físicas o morales que la mejor realización de sus actividades requiera y las remuneraciones serán siempre en efectivo. La celebración de dichos contratos no concederán, en ningún caso, propiedad sobre los hidrocarburos.

De la misma forma, en ningún caso concederán, por los servicios que se presten y las obras que se ejecuten, la propiedad sobre los hidrocarburos, ni se podrán suscribir contratos de producción compartida o contrato alguno que comprometa porcentajes de la producción o del valor de las ventas de los hidrocarburos ni de sus derivados, ni de las utilidades de la entidad contratante.

Finalmente, PEMEX no se someterá a jurisdicciones extranjeras tratándose de controversias referidas a contratos de obra y prestación de servicios en territorio nacional y en las zonas donde la Nación ejerce soberanía, jurisdicción o competencia. Los contratos podrán incluir acuerdos arbitrales conforme a las leyes mexicanas y los tratados internacionales de los que México sea parte.

iv. *Aprovechamiento sustentable de energía*: Se promueve el desarrollo sustentable de las actividades de la industria petrolera al establecer que PEMEX ejecutará las acciones de prevención y de reparación de daños al medio ambiente y deberá seguir criterios que fomenten la protección, la restauración y la conservación de los ecosistemas, además de cumplir estrictamente la normatividad aplicable en materia de medio ambiente, recursos naturales, etc.

4.2. Ley de Petróleos Mexicanos

La Ley de Petróleos Mexicanos tiene como objeto regular la organización, el funcionamiento, el control y la rendición de cuentas de PEMEX, así como fijar las bases generales aplicables a sus organismos subsidiarios. Con esta normatividad PEMEX obtendrá mayores facultades entre las que destacan las siguientes:

i. *Autonomía de gestión*: PEMEX queda definido como un organismo descentralizado con fines productivos, personalidad jurídica y patrimonio propios, que tiene por objeto llevar a cabo la exploración, la explotación y las actividades que le corresponden en exclusiva en el área estratégica del petróleo, hidrocarburos y petroquímica básica, así como ejercer la conducción central y dirección estratégica de la industria petrolera. Como tal, podrá contar con organismos descentralizados subsidiarios para llevar a cabo las actividades que abarca la industria petrolera y administrar su patrimonio con arreglo a su presupuesto y a los programas aprobados.

De igual forma, PEMEX y sus organismos subsidiarios, de acuerdo con sus respectivos objetos, podrán celebrar toda clase de actos, convenios, contratos y suscribir títulos de crédito con personas físicas o morales, manteniendo en exclusiva la propiedad y el control del Estado Mexicano sobre los hidrocarburos.

Por su parte, la instalación del Consejo de Administración de PEMEX permitirá, entre otras cosas, que se aprueben, previa opinión del comité competente, las disposiciones aplicables a PEMEX y sus organismos subsidiarios para la contratación de obras y servicios relacionados con las mismas, adquisiciones, arrendamientos y servicios. Para la correcta realización de sus funciones, el Consejo de Administración de PEMEX contará con los comités que al efecto establezca. Cabe señalarse que el 14 de mayo de 2009 quedó integra-

do el Consejo de Administración de PEMEX en el que se incluyen cuatro consejeros profesionales ratificados por el H. Congreso de la Unión.⁴²

La integración del Consejo de Administración de PEMEX permitirá establecer un sistema de contrapesos, rendición de cuentas y medición de resultados conforme a las mejores prácticas de gobierno corporativo. Para la correcta realización de sus funciones, el Consejo de Administración de PEMEX contará con al menos siete comités: de Auditoría y Evaluación del Desempeño; de Estrategia e Inversiones; de Remuneraciones; de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios; de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable; de Transparencia y Rendición de Cuentas, y de Desarrollo e Investigación Tecnológica.

Entre sus principales atribuciones, el Consejo de Administración podrá vigilar y evaluar el desempeño de PEMEX y de sus organismos subsidiarios; aprobar anualmente, de conformidad con la política energética nacional, el plan de negocios de PEMEX y de los organismos subsidiarios, mismo que deberá elaborarse con base en una proyección a cinco años; aprobar, previa opinión del comité competente, las operaciones que pretendan celebrar PEMEX o sus organismos subsidiarios, directa o indirectamente, con aquellas personas morales sobre las cuales ejerzan control o tengan influencia significativa, la remuneración del Director General y de los funcionarios de los tres niveles jerárquicos inferiores al mismo, los lineamientos en materia de control, auditoría interna y seguridad de PEMEX y sus organismos subsidiarios; aprobar anualmente, previa opinión del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño y el Dictamen de los auditores externos, los estados financieros de la entidad, así como autorizar su publicación; dar seguimiento, por conducto de los comités que correspondan, a los principales riesgos a los que están expuestos PEMEX y sus organismos subsidiarios, con base en la información presentada por los propios comités, el Director General, el Comisario o el auditor externo; así como a los sistemas de contabilidad, control, seguridad y auditoría internos, registro, archivo o información y su divulgación al público.

Autonomía financiera: PEMEX será responsable de que las obligaciones que contrate no excedan su capacidad de pago, de que los recursos que obtenga sean destinados correctamente conforme a las disposiciones legales aplicables, de que se hagan los pagos oportunamente y de que se supervise el desarrollo de su programa financiero particular. Para el manejo de sus obligaciones constitutivas de deuda pública, PEMEX deberá sujetarse a lo siguiente: (i) enviará sus propuestas de financiamiento a la SHCP para su inclusión en el Programa Financiero elaborado conforme a la Ley General de Deuda Pública, con sujeción al techo global anual de financiamiento que apruebe el Congreso de la Unión, y (ii) podrá realizar, sin requerir autorización de la SHCP, negociaciones oficiales, gestiones informales o exploratorias sobre la posibilidad de acudir al mercado externo de dinero y capitales, y contratar los financia-

⁴² Los Consejeros profesionales ratificados por el H. Congreso de la Unión son: Rogelio Gasca Neri, José Fortunato Álvarez Enríquez, Héctor Moreira Rodríguez y Fluvio César Ruiz Alarcón como nuevos consejeros profesionales.

mientos externos que se requieran o que se concierten en moneda extranjera, así como contratar obligaciones constitutivas de deuda.

ii. Mayor transparencia y rendición de cuentas: la vigilancia interna y externa de PEMEX se realizará por parte de: el Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño, un Comisario, el Órgano Interno de Control, la Auditoría Superior de la Federación y el Auditor Externo. Además, los miembros del Consejo de Administración de PEMEX estarán sujetos al régimen de responsabilidades establecido en la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos, en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y en lo establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos.

Podrá expedir Bonos Ciudadanos, como instrumento de vinculación y transparencia. Los bonos ciudadanos tendrán como finalidad poner a disposición de los mexicanos, de manera directa, los beneficios de la riqueza petrolera nacional, permitiéndoles, a la vez, dar seguimiento al desempeño de PEMEX, por lo que constituyen un instrumento de vinculación y transparencia social para el organismo. Los bonos ciudadanos serán títulos de crédito emitidos por el propio organismo que otorgarán a sus tenedores una contraprestación vinculada con el desempeño del mismo. Las contraprestaciones que se consignan en los bonos ciudadanos por ningún motivo y en ningún caso otorgarán o concederán a sus tenedores derechos corporativos, ni sobre la propiedad, control o patrimonio de PEMEX, o bien sobre el dominio y la explotación de la industria petrolera estatal.

Entre otros aspectos, la SHCP determinará, a través de disposiciones de carácter general: las formas en que las personas físicas mexicanas podrán adquirir los bonos; las formas en que las sociedades de inversión podrán adquirir los bonos al momento de su emisión y colocación inicial; las formas en que sólo los intermediarios financieros que actúen como formadores de mercado podrán adquirir los bonos; los mecanismos de colocación inicial; las características, términos y condiciones de la emisión de bonos ciudadanos; la mecánica de su operación en el mercado, etc.

Uno de los puntos más importantes incluidos en la Ley de PEMEX es el que se refiere a la mayor autonomía presupuestaria. En esta materia, PEMEX administrará su patrimonio con arreglo a su presupuesto y a los programas aprobados, conforme a las disposiciones legales aplicables. En el manejo de sus presupuestos PEMEX y sus organismos subsidiarios se sujetarán, entre otras, a las reglas siguientes: *(i)* PEMEX enviará anualmente a la SHCP, a través de la SENER, un escenario indicativo de sus metas de balance financiero para los siguientes cinco años; *(ii)* el Consejo de Administración de PEMEX aprobará las adecuaciones a su presupuesto y a los de los organismos subsidiarios, sin que en ambos casos se requiera autorización de la SHCP, siempre y cuando se cumpla con la meta anual de balance financiero de PEMEX y no se incremente el presupuesto regularizable de servicios personales, y *(iii)* con la aprobación del Consejo de Administración de PEMEX podrá aumentar su gasto o el de sus organismos subsidiarios con base en sus excedentes de ingresos propios, sin que

en ambos casos se requiera de la autorización a que se refiere la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, siempre y cuando cumpla con la meta anual de balance financiero y no se incremente el presupuesto regularizable de servicios personales.

Por último, en cuanto a la responsabilidad ambiental, en el desempeño de sus funciones, el Consejo de Administración y el Director General buscarán, en todo momento, la creación de valor económico en beneficio de la sociedad mexicana con responsabilidad ambiental, manteniendo el control y la conducción de la industria y procurando fortalecer la soberanía y la seguridad energética, el mejoramiento de la productividad, la adecuada restitución de reservas de hidrocarburos, la reducción progresiva de impactos ambientales de la producción y consumo de hidrocarburos, la satisfacción de las necesidades energéticas, el ahorro y uso eficiente de la energía, la mayor ejecución directa de las actividades estratégicas a su cargo cuando así convenga al país, el impulso de la ingeniería mexicana y el apoyo a la investigación y al desarrollo tecnológico.

4.3. Artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal

El Decreto por el que se reforma y adiciona el artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal añade facultades y obligaciones específicas al Ejecutivo Federal, por conducto de la SENER, entre las que destacan: *(i)* a la facultad de la SENER de conducir la política energética se añade la de establecerla y supervisar su cumplimiento; *(ii)* se define como aspectos prioritarios, en el establecimiento, conducción y supervisión de la política energética del país, a la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente; *(iii)* a la facultad de conducir la actividad de entidades paraestatales sectorizadas en la SENER, se adiciona la de supervisarla.

Asimismo, se establecen los criterios que deberá atender la planeación energética: la soberanía y la seguridad energéticas, el mejoramiento de la productividad energética, la restitución de reservas de hidrocarburos, la reducción progresiva de impactos ambientales de la producción y consumo de energía, la mayor participación de las energías renovables en el balance energético nacional, la satisfacción de las necesidades energéticas básicas de la población, el ahorro de energía y la mayor eficiencia de su producción y uso, el fortalecimiento de las entidades públicas del sector energético como organismos públicos, y el apoyo a la investigación y el desarrollo tecnológico nacionales en materia energética.

De igual forma, se establece que corresponde a la SENER el encargo de los siguientes asuntos:

- i. Integrar el Consejo Nacional de Energía y expedir sus reglas de funcionamiento para realizar tareas de planeación energética y se establecen sus tareas.
- ii. Establecer la regulación en materia de asignación de áreas para la exploración y explotación petrolera y de permisos de reconocimientos y exploración superficial, así como supervisar su debido cumplimiento.
- iii. Aprobar los principales proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que elabore PEMEX con base en los lineamientos de la política energética y con apoyo en los dictámenes técnicos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- iv. Proponer al Ejecutivo Federal el establecimiento de zonas de reservas petroleras y la plataforma anual de producción de petróleo y de gas de PEMEX, con base en las reservas probadas y los recursos disponibles.
- v. Establecer la política de restitución de reservas de hidrocarburos.
- vi. Regular y expedir Normas Oficiales Mexicanas en materia de seguridad industrial del sector hidrocarburos, así como supervisar su debido cumplimiento.
- vii. Registrar las reservas de hidrocarburos, como parte del patrimonio de la Nación.
- viii. Regular y promover el desarrollo y uso de fuentes de energía alternas a los hidrocarburos.

4.4. Comisión Reguladora de Energía

Las reformas a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía tienen como objetivo que ésta se encargue de las nuevas atribuciones regulatorias derivadas de los cambios a la Ley Reglamentaria al Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo en materia de transporte, almacenamiento y distribución, de petrolíferos y petroquímicos básicos, que permitirían la participación de particulares en estas actividades.

Con las reformas a la CRE se fortalece su independencia al conferírsele plena autonomía técnica, operativa, de gestión y de decisión para emitir sus resoluciones, mismas que se deberán inscribir en el registro público. Cabe señalar que en las decisiones fundadas y motivadas que sean aprobadas por la Comisión no podrá alegarse un daño o perjuicio en la esfera económica de las personas que realicen actividades reguladas.

Entre las principales atribuciones adicionales más relevantes conferidas a la CRE, se encuentran: *(i)* Aprobar y expedir los términos y condiciones a que deberán sujetarse las VPM de gas, de los petroquímicos básicos y del combustóleo, así como las metodologías para la determinación de sus precios, salvo que exista competencia o que las determine el Ejecutivo Federal mediante disposiciones administrativas; *(ii)* Se adicionan más productos a su regulación, incluyendo los petrolíferos, petroquímicos básicos y bioenergéticos, además del gas natural y L.P. que ya regulaba, y *(iii)* Se hace más clara la definición de almacenamiento regulado para in-

cluir todo sistema directamente vinculado a los sistemas de transporte o distribución por ductos, o que forme parte integral de las terminales de importación o distribución.

De igual forma, la CRE deberá aprobar y expedir los términos y condiciones a que deberá de sujetarse la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de gas, de petroquímicos básicos, de los refinados del petróleo y de los energéticos. Por otra parte, con las reformas se elevó a rango de Ley la facultad que se encuentra a la fecha en el Reglamento de Gas Natural para que la Comisión determine las zonas geográficas exclusivas de distribución de los productos y actividades, considerando los elementos que permitan el desarrollo rentable y eficiente de los sistemas de distribución.

La reformas a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía se establecen de tal manera que las nuevas atribuciones en materia de petrolíferos y petroquímicos básicos se lleven a cabo en forma similar a las que se realizan en materia de gas natural y L.P. La reforma también plantea regular el desarrollo de los servicios que se presten en el caso de biocombustibles en los mismos términos que los hidrocarburos. En este sentido, así como se establece como actividad regulada al “transporte y distribución de gas, de los productos que se obtengan de la refinación del petróleo y de los petroquímicos básicos”, se incluye al “transporte y distribución de bioenergéticos que se realice por ductos, así como el almacenamiento de los mismos que se encuentren directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto, así como las terminales de importación o distribución de dichos productos”.

Por último, en las reformas también se establece que las personas físicas y/o morales sujetas a la supervisión o regulación de la Comisión y que aquéllas que reciban servicios por parte de ésta, conforme a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y otras leyes, deberán cubrir los derechos correspondientes. En este orden de ideas, será causal de revocación de permiso al permisionario que incumpla de manera continua en el pago de derechos por la supervisión de los permisos y la provisión de otros servicios que otorgue la Comisión. De acuerdo con lo dispuesto por la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, se considera que el incumplimiento será continuo cuando el permisionario omita el pago de los derechos correspondientes por más de un ejercicio fiscal.

Pese a que le fueron otorgadas nuevas atribuciones a la CRE en materia de regulación de los precios y contraprestaciones a que deberán ajustarse las actividades reguladas mencionadas anteriormente, resulta importante destacar que éstas continuarán asignadas a la SHCP, quien se apoyará en el Comité de Precios de Productos Petrolíferos, Gas Natural y Productos Petroquímicos de PEMEX, de acuerdo con la Resolución Número RES/402/2008, publicada en el *Diario Oficial de la Federación* el 8 de

enero de 2009. Lo anterior continuará vigente, hasta en tanto la CRE no expida y apruebe los términos y condiciones a que deberán sujetarse las ventas de primera mano del combustóleo y de los petroquímicos básicos, ni expida las metodologías para la determinación de los precios, apruebe y expida los términos y condiciones a que deberá sujetarse la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de los productos que se obtengan de la refinación del petróleo y de los petroquímicos básicos. De ahí la importancia de que el órgano regulador expida y apruebe la normatividad correspondiente lo más pronto posible pues, de lo contrario, la reforma no surtirá los efectos buscados en materia de autonomía en el establecimiento de reglas claras que contribuyan al desarrollo continuo y eficiente de las actividades reguladas.

4.5. Comisión Nacional de Hidrocarburos

El pasado 20 de mayo de 2009 se instaló formalmente la Comisión Nacional de Hidrocarburos como órgano desconcentrado de la SENER que funcionará como su brazo técnico para la definición e implementación de la política energética. La Comisión está integrada por un Órgano de Gobierno que se compondrá de cinco Comisionados designados por el Ejecutivo Federal. Los Comisionados ejercerán su cargo por un período de cinco años, pudiendo ser designados para un segundo periodo. El Órgano de Gobierno se reunirá por lo menos una vez por mes y cuando sea convocado por su Presidente. Las resoluciones del Órgano de Gobierno se tomarán en forma colegiada mediante los votos de la mayoría absoluta de los Comisionados presentes en la sesión.⁴³

Además, la Comisión contará con la capacidad administrativa, técnica y económica requeridas para procurar que los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos observen los siguientes criterios: (i) Maximizar la renta petrolera mediante la elevación del índice de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables; (ii) Reponer las reservas de hidrocarburos con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos; (iii) Emplear la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos; (iv) Proteger el medio

⁴³ Durante la instalación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos la Dra. Georgina Kessel, Secretaria de Energía, anunció las designaciones de los nuevos Comisionados por parte del Presidente Felipe Calderón Hinojosa a partir del 15 de mayo de 2008: Comisionado Presidente, Maestro Juan Carlos Zepeda Molina; y como Comisionados Doctor Edgar René Rangel Germán, Licenciado Javier Humberto Estrada Estrada, Doctor Guillermo Cruz Domínguez Vargas, y Maestro Alfredo Eduardo Guzmán.

ambiente y la sustentabilidad de los recursos naturales en exploración y extracción petrolera, y (v) Cuidar las condiciones necesarias en materia de seguridad industrial.

Entre sus atribuciones destacan: (i) Aportar los elementos técnicos para el diseño y definición de la política de hidrocarburos del país; (ii) Formular programas sectoriales en materia de exploración y extracción de hidrocarburos, conforme a los mecanismos establecidos por la SENER; (iii) Establecer los lineamientos técnicos que deberán observarse en el diseño de los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, escuchando la opinión de PEMEX; (iv) Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como sus modificaciones sustantivas; (v) Formular propuestas técnicas para optimizar los factores de recuperación en los proyectos de extracción de hidrocarburos, y (vi) Establecer y llevar un Registro Petrolero el cual se deberán inscribir, entre otros: *a)* sus resoluciones y acuerdos, *b)* los dictámenes, disposiciones y normas que expida, y *c)* los Decretos Presidenciales que establecen zonas de reservas petroleras, que incorporan o desincorporan terrenos a las mismas, que obren en el Catastro Petrolero.

4.6. Aprovechamiento sustentable de energía

El Decreto por el que se expide la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE) tiene como objetivo contribuir al cuidado del medio ambiente e incrementar la productividad y competitividad de la economía, así como propiciar su aprovechamiento mediante el uso óptimo de la misma en todos sus procesos y actividades, desde su explotación hasta su consumo.

En este sentido, la LASE establece los presupuestos mínimos de preservación y protección de los recursos energéticos; sienta las bases jurídicas para formular estrategias, políticas y programas orientados a promover el aprovechamiento sustentable de la energía, y promueve un uso más eficiente de la energía reduciendo el consumo irracional.

Además, se tiene contemplado que los particulares podrán realizar el examen metodológico de sus operaciones respecto del grado de incorporación de la eficiencia energética en forma voluntaria, a través de la certificación de procesos, productos y servicios, así como el grado de cumplimiento de la normatividad en la materia y de los parámetros internacionales con el objeto de definir las medidas preventivas y correctivas necesarias para optimizar su eficiencia energética.

Para tal fin, la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (que sustituye a la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía) desarrollará un programa dirigido a la realización de certificación de procesos, productos y servicios, y podrá supervisar su ejecución a través de:

- i. La elaboración de los términos de referencia que establezcan la metodología para la realización de la certificación de procesos, productos y servicios, y
- ii. El establecimiento de un sistema de aprobación y acreditación de peritos y auditores que determine los procedimientos y requisitos que deberán cumplir los interesados para incorporarse a dicho sistema, debiendo, en su caso, observar lo dispuesto por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

Para tal efecto, los particulares (personas físicas o morales, públicas o privadas) podrán participar en esta materia a través de la realización de certificaciones de procesos, productos y servicios.

4.7. Aprovechamiento de energías renovables

La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAER) tiene como objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.

No obstante lo anterior, se excluye del objeto de la LAER la regulación de las siguientes fuentes para generar electricidad: *(i)* minerales radioactivos para generar energía nuclear; *(ii)* energía hidráulica de fuentes con capacidad para generar más de 30 MW; *(iii)* residuos industriales o de cualquier tipo cuando sean incinerados o reciban algún otro tipo de tratamiento térmico, y *(iv)* aprovechamiento de rellenos sanitarios que no cumplan con la normatividad ambiental.

Asimismo, la LAER incluye: *(i)* la elaboración de un programa de observancia obligatoria para dependencias y entidades para el aprovechamiento de las energías renovables; *(ii)* el establecimiento de incentivos para el aprovechamiento de las energías renovables; *(iii)* el establecimiento de un marco jurídico para regular las actividades relacionadas con la materia, y *(iv)* brindar seguridad jurídica en el desarrollo y fomento de las energías renovables.

En cuanto a la participación privada, se establece en la LAER que los Suministradores deberán celebrar contratos de largo plazo con los Generadores que utilizan energías renovables que cuenten con un permiso de la CRE, conforme a las directrices que expida la misma.

En el caso de venta de la energía que sobra racionalmente después del autoconsumo de la producción de proyectos de autoabastecimiento con energías renovables o de cogeneración de electricidad, y de conformidad con lo establecido en la LSPEE, las contraprestaciones se fijarán de acuerdo con la metodología que, para tal efecto, apruebe la Comisión.

Además, se contempla que el sistema eléctrico nacional recibirá la electricidad producida con energías renovables excedentes de proyectos

de autoabastecimiento o por proyectos de cogeneración de electricidad. Los Generadores se sujetarán a las condiciones que establezca la Comisión para los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica.

Los Suministradores recibirán los excedentes razonables de conformidad con las condiciones de operación y de economía del sistema eléctrico, así como de distribución geográfica y de variabilidad en el tiempo de las distintas tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables.

Con el fin de ejercer con eficiencia los recursos del sector público, evitando su dispersión, la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía comprenderá mecanismos presupuestarios necesarios para asegurar la congruencia y consistencia de las acciones destinadas a promover el aprovechamiento de las tecnologías limpias y energías renovables mencionadas, así como el ahorro y el uso óptimo de toda clase de energía en todos los procesos y actividades, desde su explotación hasta su consumo.⁴⁴

Asimismo, fue instituido el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (Fondo), que cuenta con un comité técnico integrado por representantes de las Secretarías de Energía, de Hacienda y Crédito Público, de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación, de Medio Ambiente y Recursos Naturales, de la CFE, de LFC, del Instituto Mexicano del Petróleo, del Instituto de Investigaciones Eléctricas y del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología. El articulado transitorio de la ley de que se trata prevé que en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2009, se destinarán tres mil millones de pesos para el Fondo, y que para cada uno de los ejercicios fiscales del 2010 y 2011, el monto propuesto en el proyecto de Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el Fondo será de tres mil millones de pesos.

5. CONSIDERACIONES FINALES

Durante los últimos meses, incluso antes de la aparición de la actual crisis económico-financiera, diferentes países —*incluido el nuestro*— han sido partícipes y víctimas de un fenómeno sin precedente en la historia moderna que implicó no sólo la expedita adecuación de la infraestructura productiva y de transporte de hidrocarburos, sino también de las instituciones y el marco regulatorio de todo el sector energético. El agotamiento

⁴⁴ Se tiene contemplado, incluso, que la Estrategia, en términos de las disposiciones aplicables, consolidará en el Presupuesto de Egresos de la Federación las provisiones de recursos del sector público para promover e incentivar el uso y la aplicación de tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables, la eficiencia y el ahorro de energía.

de los yacimientos superficiales llevó a empresas y gobiernos a procurar o fomentar, casi frenéticamente, la utilización de fuentes de energía de difícil acceso pero no menos necesarias en aguas profundas o arenas bituminosas o bien, a buscar fuentes distintas a las convencionales, en los biocombustibles o en la energía renovable.

Dicho fenómeno trascendió todo tipo de fronteras, marcando el paso a la creación de una política energética prácticamente con carácter global en la que el hilo conductor es volvió prácticamente similar para todos los casos: la búsqueda de la sustentabilidad energética en el largo plazo. Nuestro país no quedó exento de este fenómeno. Los últimos meses de 2008 fueron testigos de un intenso debate en torno a la reforma petrolera propuesta por el Ejecutivo Federal en abril de ese mismo año ante el H. Congreso de la Unión y que culminó con la actualización del marco jurídico, en noviembre de 2008, que regirá en adelante a la industria energética.

En la llamada reforma energética se reforzaron las atribuciones existentes a la fecha en el marco legal y, al mismo tiempo, se crearon nuevas instituciones relacionadas con la planeación y supervisión del sector energético. En este sentido, se buscó, en términos generales, fortalecer a las instituciones reguladoras y a las que dictan la política energética del país; dar prioridad a diversificación de las fuentes de energía; flexibilizar la organización y el funcionamiento de PEMEX, sujetándola a un mecanismo de control y rendición de cuentas, así como fijar las bases generales aplicables a sus organismos subsidiarios.

De igual forma, y haciendo referencia al órgano regulador, la reforma energética buscó fortalecer las atribuciones de la CRE en lo relativo a hidrocarburos, específicamente aquellas actividades asociadas a los subsectores de petrolíferos, petroquímicos básicos y biocombustibles. En cuanto al subsector eléctrico, se concedieron únicamente atribuciones adicionales en materia de regulación de energías renovables. Lo anterior, no obstante, dejó al descubierto que la reforma energética tuvo como premisa fundamental la búsqueda de una mayor eficiencia y flexibilidad en el subsector de hidrocarburos —*que reporta importantes recursos fiscales al gobierno federal*—, mientras que los pasos que se dieron en materia eléctrica estuvieron circunscritos a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, abriendo un espacio para una futura y no menos necesaria reforma en un sentido más amplio.

Por otro lado, y pese a que la reforma energética también otorgó atribuciones a la CRE en materia de regulación de los precios y contraprestaciones a que deberán ajustarse las actividades reguladas, destaca que éstas continuarán bajo la responsabilidad de la SHCP hasta que la CRE expida y apruebe los términos y condiciones a que deberán sujetarse las ventas de primera mano del combustóleo y de los petroquímicos básicos, expida las metodologías para la determinación de los precios y apruebe y

expida los términos y condiciones a que deberá sujetarse la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de los productos que se obtengan de la refinación del petróleo y de los petroquímicos básicos.

De esta forma, resulta importante, pues, que el órgano regulador expida y apruebe a la brevedad posible la normatividad correspondiente, de lo contrario, la reforma no surtirá los efectos buscados en materia de su propia autonomía en el establecimiento de reglas claras que contribuyan al desarrollo continuo y eficiente de las actividades sujetas a regulación.

En términos generales, se puede afirmar que las reformas recientemente aprobadas por el H. Congreso de la Unión permitirán al sector energético desempeñar con mayor oportunidad y eficacia su importante papel en la economía del país, mediante una operación moderna y eficiente, y con una redistribución de competencias y responsabilidades entre los diferentes actores que forman parte de la industria energética. De esta forma, las reformas al marco jurídico y regulatorio brindan una mayor seguridad jurídica no sólo a las actividades que están a cargo de las entidades públicas, sino también a las que realicen los particulares, por cuanto a que continuarán bajo la rectoría del Estado.

**ANÁLISIS DE LA REFORMA PETROLERA EN MÉXICO:
Una perspectiva corporativa**



Severo López Mestre Arana

[México]

Maestro en Derecho Regulatorio por la Universidad de Chicago/ Catedrático de la Maestría en Derecho Administrativo y de la Regulación ITAM.

Resumen

Este trabajo presenta un análisis de la reciente reforma al marco jurídico de la industria petrolera en México, desde una perspectiva distinta: la organización corporativa y su relación con el desempeño de cualquier empresa, sea esta estatal o privada. En este sentido, el fin último de nuestro esfuerzo es generar nuevas y distintas dudas en el lector, acerca de esta industria y su organización. Estamos seguros, que detrás de cualquiera de esas preguntas, existen soluciones imaginativas a los problemas que aquejan a nuestra industria petrolera. El trabajo está dividido en cinco capítulos: El primero aborda el tema de la organización corporativa en general; El segundo y el tercero describen dos casos de reestructuración en países con diversas culturas, realidades políticas y circunstancias históricas. El cuarto desarrolla el tema de la reciente reforma petrolera en México y evalúa el modelo de organización que deriva de ella; el quinto presenta una breve conclusión.

Abstract

This chapter presents an analysis of the recent reform in the legal framework in the Mexican oil industry, but from a different perspective: that of corporate organization and its relation with the performance of any corporation, be it government owned or private. In this sense, the ultimate purpose of this chapter is to generate new and distinct questions in the reader, regarding the industry and its organization. We are certain that, behind these questions, there are imaginative solutions to the problems suffered by the Mexican energy industry. This chapter is divided in five parts: the first addresses the issue of corporate organization in general; the second and third describe two cases of restructuring in countries with distinct cultural, political and historic features and circumstances; the fourth develops the topic of the recent oil reform in Mexico and evaluates the organizational model that derive from it; the fifth contains a brief conclusion.

Introducción

Este trabajo presenta un análisis de la reciente reforma al marco jurídico de la industria petrolera en México, desde una perspectiva distinta: la organización corporativa y su relación con el desempeño de cualquier empresa, sea esta estatal o privada.

En este sentido, el fin último de nuestro esfuerzo es generar nuevas y distintas dudas en el lector, acerca de esta industria y su organización. Estamos seguros, que detrás de cualquier pregunta que pueda surgir, existen soluciones imaginativas a los problemas que aquejan a nuestra industria petrolera.

El trabajo esta dividido en cinco capítulos:

I. El primero aborda el tema de la organización corporativa en general. ¿Qué incentivos mueven a cada una de las partes en una organización empresarial? ¿Cuál es el papel de los accionistas? ¿Qué función cumple el Consejo de Administración?

II. El segundo y el tercero describen dos casos de reestructuración en países con diversas culturas, realidades políticas y circunstancias históricas. Ambos abordan las diferentes formas de resolver un mismo problema: mejorar el desempeño de una empresa estatal, de la manera más eficaz. En este punto, el trabajo no pretende ser exhaustivo, sino solo ilustrativo.

III. El cuarto desarrolla el tema de la reciente reforma petrolera en México y evalúa el modelo de organización que deriva de ella.

IV. El quinto presenta una breve conclusión.

El lector podrá percatarse que el análisis de la reforma petrolera se desarrolla hacia la parte final del trabajo. Esto no es producto de la casualidad y tiene un fin. El propósito es presentar algunos ejemplos concretos de transformaciones corporativas, como referente para el lector, antes de abordar el tema principal de este esfuerzo: “el análisis de la reforma petrolera en México, desde una perspectiva corporativa y organizacional”.

Para efectos de este trabajo, consideramos que se pueden emplear dos perspectivas de análisis:

1. La del gobierno corporativo: que implica revisar la estructura básica de incentivos que fluyen entre los órganos de dirección de una empresa.

2. La gerencial: que implica lograr la autonomía de los órganos de decisión a través de su despolitización, la permanencia de equipos y la orientación a resultados.

1. PERSPECTIVA DE GOBIERNO CORPORATIVO Y PERSPECTIVA GERENCIAL

1.1. Accionistas y Administradores: Una relación compleja

En el siglo XIX, surgió un sistema que permitió pasar de la “propiedad individual” a la “propiedad compartida”, a través de sociedades con la capacidad de emitir acciones. Es decir, el productor que necesita allegarse recursos para hacer frente al crecimiento y desarrollo de las empresas, incorpora a otros participantes dispuestos a arriesgar su capital por un pedazo del pastel.¹

Es así como la propiedad sobre el capital se puede desligar de la operación diaria de la empresa. Los accionistas pueden hacerse a un lado y contar con un grupo de personas que haga frente a la administración.

Esta separación entre la administración y la propiedad del capital arroja algunas ventajas, como permitir que la propiedad cambie de manos sin que se altere la operación de la empresa y hacer posible la contratación de administradores profesionales.

Sin embargo, los intereses de los administradores (sea una organización empresarial propiedad del Estado o privada) no necesariamente están en línea con el interés central de los accionistas que arriesgan sus recursos. Esto es conocido como el “problema de agencia”, en donde los accionistas incurren en costos para “monitorear” e “influnciar” el comportamiento de sus administradores.²

Esto último, precisamente, es uno de los principales retos hacia el futuro de todas las organizaciones empresariales: ¿Cómo reducir esta brecha de información y acción, entre el dueño de los recursos y el que opera directamente?

Existen muchos ejemplos de esto. Para citar algunos, podemos mencionar los problemas corporativos y contables que afectaron hace algunos años a las compañías Enron, Tyco International, Peregrine Systems y World Com, así como las recientes operaciones *over the counter* (“OVC”) de varias aseguradoras norteamericanas que formaron parte importante de la actual crisis financiera en EUA.

¹ SAUNDERS, Peter and Harris, Colin, *Privatization and Popular Capitalism*, Open University Press Buckingham-Philadelphia, Great Britain, 1994 p 2.

² BREALEY/MYERS, *Principles of Corporate Finance, Sixth Edition*, Irwin McGraw-Hill, USA, 2000, p. 8.

Incluso en nuestro país, existe un caso reciente. Las operaciones financieras que llevaron a Controladora Comercial Mexicana (CCM) a un serio problema de insolvencia, se movieron en esta “zona de estática” entre los dueños (accionistas) y los operadores.

Surge entonces la pregunta: ¿Cómo pueden los accionistas asegurarse que los administradores no están sólo concentrados en sus propios beneficios y que todas sus operaciones buscan su mejor interés?

1.2. Las bases institucionales: un buen principio

Consideramos que la respuesta a esta preocupación, debe comenzar por afirmar que existen algunos arreglos institucionales que ayudan a resolver este problema. El principal pilar de este arreglo es el Consejo de Administración, cuyos miembros deben ser elegidos por los accionistas y deben representar sus intereses. A su vez, si los accionistas consideran que el Consejo de Administración no está representando efectivamente sus intereses, pueden removerlos en la siguiente votación o vender sus acciones y retirarse del proyecto.³

Por lo tanto, la estructura corporativa que presenta cualquier entidad económica productiva, determina la forma en que los administradores se comportan y desarrollan su actividad gerencial, con respecto al capital que los accionistas han puesto en sus manos. ¿Quiénes son los accionistas? ¿Cómo se integra el Consejo de Administración? ¿Cómo se elige y evalúa al Director General y a su equipo? entre otras preguntas, son aspectos centrales que determinan el desempeño y los resultados de una empresa.

Es en este punto, en donde la perspectiva de Gobierno Corporativo y la Perspectiva Gerencial se funden y ligan en una sola cadena. Es decir, los accionistas colocan su capital en manos de los ejecutivos y empleados para que ellos incrementen su valor. A su vez y para salvaguardar sus intereses, estos mismos accionistas designan a los miembros del Consejo de Administración para que “vigilen” que los anteriores, efectivamente cumplan su propósito: maximizar el valor de la empresa, es decir, incrementar el valor de su inversión.

1.3. Estructura corporativa y desempeño gerencial

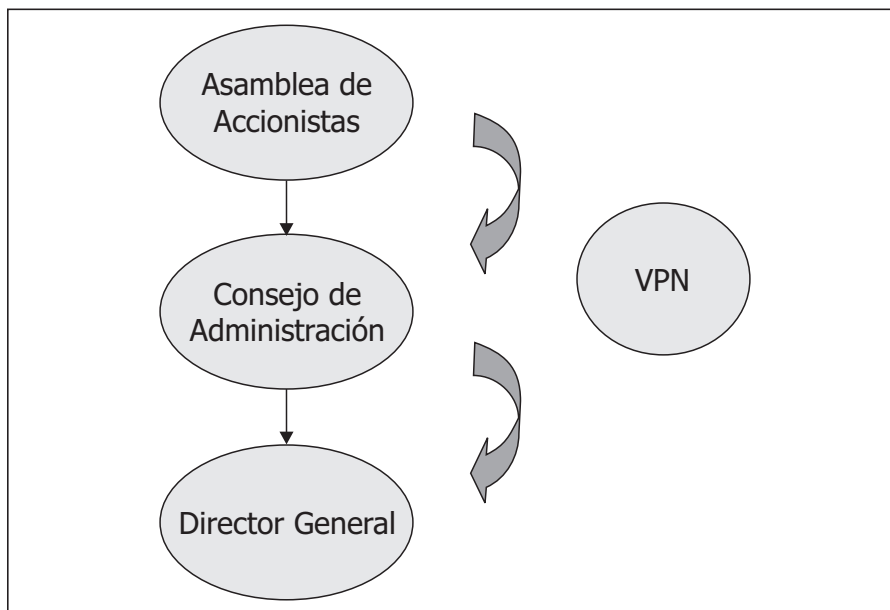
Esta relación entre los accionistas, el Consejo de Administración y la operación de la empresa, constituyen la columna vertebral de la organización empresarial. Conforme la realidad económica lo ha demandado, a

³ *Ibid.*, supra nota 2, p. 26.

este modelo básico se le han agregado una serie de mecanismos complementarios, que van desde comités con miembros independientes hasta órganos reguladores.⁴

Gráfica 1⁵

De una forma simplificada, la estructura típica de una empresa sería igual a la ilustración en la gráfica 1:
Una asamblea de accionistas que elige a los miembros del Consejo de Administración. Estos a su vez eligen al Director General y a los Directores Ejecutivos. El papel del Consejo, del Director General y los Directores Ejecutivos es el de administrar, de la mejor forma, los recursos que se les confían. Esto significa que debe maximizarse el valor de lo invertido. La doctrina tradicional de finanzas corporativas, afirma que “un administrador que invierte solo en activos con un *valor presente neto* (“VPN”) positivo, sirve de mejor manera los intereses de cada uno de los dueños (accionistas), sin importar las diferencias en riqueza personal y preferencias”.⁶



⁴ Véase por ejemplo, *Sarbanes-Oxley Act of 2002, 107th Congress of the United States, Second Session, January 23rd, 2002, Title III Corporate Responsibility.*

⁵ Gráfico presentado en el Seminario de Gobierno Corporativo, Extensión Universitaria, ITAM, Campus Santa Teresa, México, DF, Verano 2008. Severo López Mestre Arana.

⁶ Véase, Brealey/Myers, *supra* nota 2, p. 28.

2. EMBRAER: UNA HISTORIA DE ÉXITO

Con gran interés observamos el desempeño actual de esta empresa paraestatal brasileña. Esta ha sabido transformarse y responder a las exigencias que impone la realidad del comercio mundial, en un segmento de altísimo valor agregado y de muy ruda competencia: la aviación comercial y militar y la industria aeroespacial.

En este primer caso, la combinación de circunstancias, una buena dirección y la gran capacidad para evolucionar y reinventarse, tuvo interesantes resultados. Pero sobre todo, hay que resaltar y reconocer la capacidad y la creatividad para diseñar un mecanismo que permitió transformar radicalmente la participación del Estado Brasileño en esta industria. Una solución inteligente que salvaguardó intereses estratégicos, como los de la Fuerza Aérea Brasileña, y a la vez, insertó de forma agresiva al país y a la empresa en el mercado mundial de la aviación.

2.1. Embraer en el mapa de la aviación

De 1999 a 2001, la Empresa Brasileira de Aeronáutica, S.A. “Embraer” fue la empresa exportadora más grande en Brasil. En 2002, 2003 y 2004, la segunda después de Petrobrás. Emplea actualmente 23,653 personas en todo el mundo, de las cuales, el 87.7% están radicadas en Brasil. Para 2008 invirtió 243 millones de dólares en investigación y desarrollo. Cuenta con pedidos a Noviembre de 2008 por 21,600 millones de dólares.⁷

Después de prácticamente quebrar y estrellarse en la década de los noventas, Embraer supo transformarse y capitalizar su principal activo, “la ingeniería aeronáutica” desarrollada desde antes de su fundación en 1969.

El periódico Reforma, de la Ciudad de México, publicó una serie de artículos que incluyen entrevistas a los ejecutivos de la empresa Embraer. Reproducimos algunos fragmentos a continuación:⁸

Esta industria, como la petrolera, es de gran incertidumbre, porque fabricar un avión que luego nadie comprará, es similar a invertir millones de dólares en perforar un pozo de crudo que luego resulte seco. Desarrollar un nuevo avión a Embraer le cuesta 700 millones de dólares. Pero no va sola. Embraer se la juega con los fabricantes más influyentes del mercado de componentes, mediante contratos de riesgo.

⁷ www.embraer.com. Embraer en números.

⁸ Periódico Reforma, Sección Negocios, *Embraer: Una Fórmula Brasileña de Altura*, Jueves 26 de junio de 2008, p 4.

La británica Rolls-Royce o la estadounidense GE le proporcionan turbinas, Honeywell como líder en instrumentos de navegación y otros componentes fundamentales de la cabina también participa, y la alemana BMW pone toque a los interiores del avión. El fracaso o éxito que tendrá un avión nuevo lo comparten: Si se venden, empiezan los pedidos, y nadie gana si no salen los clientes. Embraer, durante toda su existencia, ha sabido establecer alianzas con compañías que decidieron apostar en nuestros productos, y son lo que llamamos “inversionistas a riesgo”: asumen riesgos al invertir en un nuevo programa, pero ya en la producción seriada, recogen sus ganancias”. El plan es claro: Obsesión con la rentabilidad, con la eficiencia, con la innovación y con la capacidad de generar los aviones adecuados para los mercados de hoy.

El desempeño de Embraer no es un milagro repentino. Es más el producto de un diseño institucional orquestado desde el Gobierno Brasileño, que ha “evolucionado” durante más de 50 años, conforme lo han requerido las circunstancias.

Durante los primeros años, el Gobierno Brasileño creó condiciones que se convirtieron en los cimientos de lo que hoy es la exitosa industria de la aviación brasileña. Los dos principales pilares de los cimientos iniciales fueron: una infraestructura institucional y una base de recursos humanos, cuya evolución durante los últimos 60 años ha permitido el desarrollo de la industria aeronáutica.⁹

2.2. Los cimientos de la infraestructura institucional

2.2.1. El Ministerio de Aeronáutica, COCTA y el CTA

Mediante el Decreto 2961 de 1941 se creó el Ministerio de Aeronáutica y en 1946 se creó la Comisión para la Organización del Centro Aeronáutico Técnico (COCTA).¹⁰ Esta Comisión eligió a San José dos Campos, en el Estado de *São Paulo*, como el sitio ideal por sus características climatológicas y topográficas para establecer en 1950 el Instituto de Tecnología Aeronáutica (ITA). Para 1961, el ITA no solo tenía cursos de nivel maestría y doctorado, sino que contaba con un extenso número de especialistas en Ingeniería Aeronáutica de *MIT (Massachusetts Institute of Technology)* y de por lo menos 50 especialistas alemanes desempleados después de la Segunda Guerra Mundial.¹¹

No es sorpresa que en 1960, el grupo más extenso de extranjeros estudiando ingeniería aeronáutica en Francia era el brasileño.¹²

⁹ RAMAMURTI, Ravi, *High Technology Exports by State Enterprises in LDC's: The Brazilian Aircraft Industry*, *The Developing Economies* XXIII-3, September 1985, p. 9.

¹⁰ www.embraer.com, Embraer timeline, p. 2.

¹¹ *Ibid.*, supra nota 10, p. 3.

¹² Véase, Ramamurti, Ravi, supra nota 9, p. 10.

En el año de 1953, mediante el Decreto 34701 se crea el Centro Tecnológico de Aeronáutica (CTA), ahora llamado Centro Tecnológico Aeroespacial. Este Centro se constituyó como el brazo tecnológico y científico del Ministerio de Aeronáutica para responder a las necesidades de la Fuerza Aérea de Brasil, la aviación civil y el desarrollo de proyectos de investigación en la materia.¹³

El Ministerio de Aeronáutica y la Fuerza Aérea también intentaron crear una industria de aviación en el sector privado, que aunque financieramente no fue muy sólida, sí permitió que posteriormente estas empresas transitaran a convertirse en importantes proveedores y subcontratistas de Embraer.¹⁴

2.2.2. Los Primeros Aciertos

Consideramos que los factores que permitieron a esta industria nacer y consolidarse durante sus primeras etapas son varios, sin embargo, podemos distinguir los siguientes:

1. *La autoridad única* del Ministerio de la Aeronáutica sobre toda la industria de la aviación, incluyendo a la Fuerza Aérea. Esto permitió crear condiciones favorables de desarrollo y evitó la falta de coordinación entre ministerios cuando la autoridad se fragmenta;¹⁵
2. *Las sinergias* generadas entre el empeño del Gobierno Brasileño y un incipiente sector privado aeronáutico;
3. *La actitud de apertura* para capitalizar el aprendizaje generado por la participación y liderazgo de expertos alemanes, italianos y franceses.

Todo esto permitió que en 1969 se fundara la Empresa Brasileira de Aeronáutica, S.A., por el Presidente Arturo da Costa e Silva, mediante el Decreto No. 770.

2.3. La autonomía estructural de embraer: factor clave del éxito

La capacidad de las empresas de propiedad estatal para atraer capital a un bajo costo financiero es un hecho reconocido y evidente. Sin embargo, la estructura organizacional de estas empresas arroja serios problemas que pueden, incluso, neutralizar esta ventaja. Es decir, estas organizaciones tienen que enfrentar el control político y burocrático sobre sus admi-

¹³ Embraer timeline, supra nota 10, p 4.

¹⁴ Véase, Ramamurti, Ravi, supra nota 9, p. 10.

¹⁵ *Ibid.*, supra nota 9, p. 266.

nistradores, así como la rigidez de la normatividad y procedimientos burocráticos. Las consecuencias son ya conocidas:¹⁶

1. Inhibir la toma de riesgos de los funcionarios con la consecuente parálisis;
2. No contar con los incentivos formales para que sus ejecutivos mantengan un esfuerzo sostenido para comercializar sus productos en el exterior;
3. La dificultad para adoptar una visión de largo plazo.

2.3.1. El financiamiento: autonomía gerencial

Aún como empresa del Estado, el caso de Embrear fue distinto. Desde su creación contó con un mecanismo de financiamiento imaginativo. El sistema consistía en que a través de incentivos fiscales se invitaba a las empresas brasileñas a invertir hasta el 1% del ISR que se adeudara al Gobierno Brasileño, en acciones sin derecho a voto de la empresa.¹⁷ Estas acciones no se listaban en la Bolsa de Valores y el valor que representara esta inversión, se compensaba contra créditos fiscales.

Sin embargo, lo valioso de este esquema de financiamiento no recayó solamente en su capacidad para proveer recursos a la empresa a un mínimo costo de capital (nunca excedió el 2.8%), su gran aportación fue la “autonomía estructural” que le imprimió a ésta empresa. Esta autonomía se tradujo en las siguientes ventajas:¹⁸

1. Obtener capital de bajo costo a largo plazo, sin intervención gubernamental;
2. Transformar a Embraer en una empresa de capital mixto (con capital público y privado). Esto la blindó de los pesados controles y normatividad burocrática que caracterizaba a las empresas 100% estatales como Petrobrás (actualmente Petrobrás ya no es 100% estatal);
3. Sujetar a Embraer a la legislación de sociedades mercantiles, lo cual la obligó a contar con órganos corporativos como son: el Consejo de Administración y la Asamblea de Accionistas etc;
4. Un Consejo de Administración más balanceado, integrado por seis representantes, cuatro de ellos designados por el Presidente de Brasil y dos designados por los accionistas privados.

2.3.2. Liderazgo y continuidad: equipo

Como ya se ha puntualizado, consideramos que la administración en las empresas 100% estatales generalmente goza de poca continuidad y au-

¹⁶ *Ibid.*, supra nota 9, p. 279.

¹⁷ *Ibid.*, supra nota 9, p. 267.

¹⁸ *Ibid.*, supra nota 9, p. 269.

tonomía, ya que está sujeta a los ciclos y la coyuntura política. De nuevo, el caso de Embraer fue distinto. Para 1983, cinco de los seis Directores internos de la empresa, habían estado ahí desde su fundación en 1969, incluyendo a su Director General Ozires Silva.¹⁹ Es decir, un equipo, una mística y continuidad. Estas condiciones permitieron que Embraer desarrollara una estrategia de negocio más o menos consistente.²⁰

2.4. Después de la debacle: el despegue

Para 1990, Embraer cayó en una profunda crisis financiera, las ventas del avión prototipo CBA 123 Vector no se confirman y la fuerza de trabajo se redujo de 13,900 a 9,900 empleados.²¹

Para 1991, la crisis económica brasileña lleva al Presidente Fernando Collor de Mello a recortar fondos para las empresas públicas. Aunado a esto, el final de la Guerra Fría reduce el gasto militar y la Guerra del Golfo Pérsico encarece los combustibles y desploma la demanda de aviones.²²

Para Diciembre de 1994, una endeudada Embraer se privatizó. Las instituciones financieras Cia Bozano Simonsen, y el Grupo Wasserstein y Perella adquirieron la mayoría de las acciones de la compañía, junto con los fondos de pensión PREVI y SISTEL.²³

2.4.1. Participación dorada del Gobierno Brasileño: una acción

Horacio Forjaz, VP Ejecutivo de Administración de Embraer, establece que a pesar de la oposición de actores políticos, la privatización fue posible gracias a un movimiento que se gestó en los propios trabajadores, entre los que se encontraba él, “para no cerrarla”.²⁴

Sin embargo, en este proceso el Gobierno Brasileño sólo transformó su participación y conservó lo que se llama una “acción dorada”. Esta última, le otorga facultades especiales de veto sobre determinadas cuestiones, como evitar la venta total de la empresa a un accionista extranjero o la afectación a programas militares brasileños.²⁵

¹⁹ Como Capitán de la Fuerza Area Brasileña lideró al grupo de diseño de aviación de la CTA, con su primer avión, el “Bandeirante”. Posteriormente Ozires fue pieza clave para la formación de Embraer y una vez que ocupó la silla de Director, forjó un equipo sólido y mantuvo una estrategia de desarrollo empresarial consistente.

²⁰ Véase, Ramamurti, Ravi, supra nota 9, p. 271.

²¹ Embraer timeline, supra nota 10, p. 25.

²² Periódico Reforma, supra nota 8, p 4.

²³ Embraer timeline, supra nota 10, p. 27.

²⁴ Periódico Reforma, supra nota 8, p 4.

²⁵ www.embraer.com, Estatutos Sociales de Embraer, Artículo 9.

2.4.2. Embraer profundiza sus alianzas

Embraer fortaleció su alcance a través de la consolidación de varias alianzas con empresas que ostentan distintas capacidades complementarias.

Para 1999, Embraer estableció una alianza estratégica con un grupo europeo de empresas aeroespaciales y de defensa. Este grupo se integró por EADS, Dassault, Thales y Snecma y adquieren el 20% de las acciones comunes, equivalentes al 7.7% del capital total de Embraer.²⁶

En el año de 2002, Embraer anunció una asociación en participación con AVIC II (China), para establecer una planta de armado para el ERJ 145 en Harbin, China.²⁷ En 2004, Embraer y la europea EADS, adquirieron en consorcio OGMA (Indústria de Aeronáutica de Portugal S.A.) con el fin de expandir su presencia en Europa con una marca reconocida como líder global en operaciones aeroespaciales.²⁸

2.5. Embraer continúa transformándose: la nueva estructura corporativa

Durante la Asamblea General de Accionistas celebrada el 31 de Marzo de 2006 se aprobó la reestructuración corporativa de Embraer, para convertirla en la primera gran empresa brasileña con un control corporativo atomizado.

2.5.1. Acciones comunes: evitar el acaparamiento, fortalecer la transparencia y salvaguardar el nacionalismo.

La nueva estructura de Embraer tendrá solamente acciones comunes con derecho a voto para todos sus accionistas y le permitirá ingresar al Novo Mercado Bovespa de Brasil, el cual exige los más altos estándares de gobierno corporativo en ese país.²⁹ Los nuevos estatutos no solo establecen controles que garantizan una pulverización en la tenencia de capital para todos (brasileños o extranjeros), también aseguran que la mayoría de votos para la adopción de resoluciones en la asamblea de accionistas, descansen en manos brasileñas.³⁰

²⁶ Embraer timeline, supra nota 10, p. 30.

²⁷ *Ibid.*, supra nota 10, p. 38.

²⁸ *Ibid.*, supra nota 10, p.45.

²⁹ www.embraer.com, Relaciones para inversionistas, Modelo de gobierno corporativo.

³⁰ *Ibid.*, supra nota 29.

Los controles básicos son:

A) Ningún accionista o grupo de accionistas (brasileño o extranjero) podrá ejercer derechos de voto, en la Asamblea General de Accionistas, que representen más del 5% de las acciones del capital social.

B) Los votos totales que podrán emitir los accionistas extranjeros, individual o colectivamente, en cualquier Asamblea de Accionistas, estará limitado al 40% de los votos totales presentes en esa Asamblea.

El Gobierno Corporativo de Embraer presenta las siguientes características generales:³¹

ÓRGANO	RESPONSABILIDAD	MIEMBROS	DURACIÓN EN EL CARGO
Consejo de Administración	Aprobación y seguimiento de la estrategia, presupuestos anuales y programas de inversión establecidos en el Plan de Acción elaborado por la administración.	Total de 11 miembros designados por: Gobierno Federal (1) Accionistas (8) Empleados (2) * Por lo menos el 20% de los miembros deben ser independientes.	Dos años con posibilidad de reelección.
Comité Ejecutivo	Administración de la Empresa	Mínimo 4 miembros y máximo 11: Todas las designaciones se llevan a cabo por el Consejo de Administración (Incluyendo al Director General).	Dos años con posibilidad de reelección.
Conselho Fiscal (Comité de Auditoría)	Supervisar los actos de la administración y examinar los estados financieros cumpliendo con políticas de gobierno corporativo y transparencia.	Total de 5 miembros designados por la Asamblea de Accionistas. *Uno de los miembros deberá ser independiente de la administración, no ser accionista y ser especialista en materia contable y financiera.	
		Este Consejo cumple las funciones del “Audit Committee” de acuerdo con la Ley Sarbanes-Oxley. ³²	

C) Prohibición para que cualquier accionista o grupo de accionistas adquiriera un interés igual o mayor al 35% de las acciones representativas del capital social, a menos que obtenga consentimiento expreso del Gobierno Federal tenedor de la “acción dorada” y se sujete a la oferta pública de acciones.

D) Obligación de revelar la tenencia de acciones cuando: (i) La tenencia accionaria sea igual o exceda el 5% del capital social de la compañía; (ii) La tenencia accionaria se incrementa en, por lo menos, un 5% del capital social.

³¹ Estatutos Sociales de Embraer, supra nota 25, Artículo 27, 36, 41 y 43.

³² Véase, *Sarbanes-Oxley Act of 2002*, supra nota 4, Title III.

3. EL PRAGMATISMO CHINO: GAIZHI³³

3.1. El cambio ideológico: Deng Xiaoping

La capacidad de transformación del sector paraestatal Chino ha sido espectacular. La posibilidad de reinventarse desde el punto de vista ideológico, les dio sin duda, una ventaja que ahora ya es evidente. Como suele suceder con estas transformaciones, el cambio no se dio de la noche a la mañana.

Dentro del Tercer Pleno del Décimoprimer Congreso del Partido Comunista Chino en 1978 se modificó la prioridad del partido con respecto a la política interior: de la lucha de clases al desarrollo económico. Para esto, Deng Xiaoping argumentó en los años 70, que el punto central de los problemas internos y externos de China era la construcción económica: la base del progreso Chino estaba en el poder económico.³⁴

Estos principios se confirmaron en el Décimo Cuarto Congreso del Partido Comunista Chino en 1992, en donde se declaró una economía capitalista dentro del socialismo Chino. Esta decisión reafirmó la política de reforma y puerta abierta (a la inversión), así como el desarrollo económico como una prioridad nacional.³⁵

3.2. El proceso de privatización chino

La aproximación China hacia el proceso de privatización ha sido extraordinariamente pragmática. El cambio en la estructura de la propiedad, de pública a privada, no se ve como un fin en sí mismo, ni tampoco es visto como una solución automática hacia la solución de problemas de eficiencia en el sector industrial estatal.

De hecho, la preocupación de los gobiernos locales Chinos se centra en resolver temas como ingresos fiscales, crecimiento y empleo. Esto ha

³³ GARNAUT ROSS, Song Ligang, *Tenev Stoyan and Yang Yao, China's Ownership Transformation, Peking University, China Center for Economic Research, Australian National University, International Finance Corporation, IFC, USA, 2005, pp. 25, 31.*

El término Gaizhi tiene un significado mucho más amplio que privatización, dado que incluye también otros mecanismos de reestructuración. Involucra una transformación profunda del sector paraestatal que había sido la base de la economía China. Los principales actores de este proceso son: El Gobierno Central, los Gobiernos Locales, los administradores, empleados, acreedores, inversionistas externos y el público.

³⁴ YONGNIAN, Zheng, *Comprehensive National Power. An expression of China's New Nationalism, China's Political Economy, Editors: Wang Gungwu, John Wong. Singapore University Press, East Asian Institute, National University of Singapore, 1998 p. 194.*

³⁵ *Ibid.*, supra nota 34, p. 196.

provocado que al buscar alternativas para obtener resultados, han experimentado con las reformas institucionales. En el proceso, los gobiernos locales han encontrado que la forma para generar ingresos fiscales, crecimiento y empleo a sus gobernados es mediante la apertura a la empresa privada.³⁶

Los resultados de este proceso de transformación estructural, indican que las privatizaciones que involucran inversionistas externos tienen el mayor impacto positivo en el desempeño de las empresas. Es más, los inversionistas externos provocan mejoras en el desempeño, con mucho mayor rapidez que otras formas de gaizhi.³⁷

3.2.1. Gaizhi: Un balance

La gaizhi ha permitido ganancias en eficiencia alineando incentivos y reasignando poderes de decisión dentro de la empresa. Las empresas gaizhi son más proclives que las empresas no-gaizhi de proveer a los administradores (*managers*) de bonos y acciones.³⁸

La representación de los accionistas en las empresas gaizhi ha mejorado, y el balance de poder entre la asamblea de accionistas, el consejo de administración y la administración ha comenzado.³⁹

La influencia del Partido Comunista sobre la empresa tiende a declinar después de gaizhi, pero el papel del sindicato en el proceso de negociación colectiva respecto a los niveles salariales se ha definido con mayor claridad y fortalecido.⁴⁰

3.3. Sinopec: un botón de muestra

China Petroleum & Chemical Corporation (en adelante “Sinopec”) fue constituida a partir de la Corporación Petroquímica China, el 25 de febrero de 2000.⁴¹ Es la primera compañía en China que cotiza sus acciones en las Bolsas de Valores de Hong Kong, Nueva York, Londres y Shanghai.⁴²

Sinopec es una empresa energética y química integrada, sus principales operaciones incluyen: exploración, desarrollo, producción y comercialización de petróleo crudo y gas natural; procesamiento de petróleo crudo, producción de productos derivados del petróleo y su comercialización; producción, distribución y comercialización de productos petroquímicos.

³⁶ Garnaut Ross, *et al*, supra nota 33, p. XIV.

³⁷ *Ibid.*, supra nota 33, pp. XII y XIII.

³⁸ *Ibid.*, supra nota 33, p. XIII.

³⁹ *Ibid.*, supra nota 33, p. XIII.

⁴⁰ *Ibid.*, supra nota 33, p. XIII.

⁴¹ <http://english.sinopec.com>. *Investor relations*.

⁴² <http://english.sinopec.com>. *Corporate Interim Report, 2008*.

3.3.1. Sinopec en números

En cuanto a capacidad, Sinopec es la tercera empresa a nivel mundial en refinación, la quinta en producción de Etileno y la tercera en cuanto a número de estaciones de servicio en el mundo. A finales de marzo de 2007, contaba con 29,130 estaciones de servicio que ostentaban la marca de la empresa, de estas, 28,477 son operadas directamente por la compañía.⁴³

Dentro de China, es la segunda productora de petróleo y gas natural y la primera en refinación, con una capacidad de 190 millones de toneladas por año (2007). A finales de 2007 sus reservas probadas de petróleo y gas eran de 4,079 millones de barriles.⁴⁴

Sinopec es la empresa número uno en China en cuanto a la producción y distribución de productos químicos. La gama de productos que elabora incluyen etileno, resinas sintéticas, monómeros y polímeros para fibras sintéticas y hules sintéticos. Para finales de 2007 su capacidad para producir etileno era de 6,145 millones de toneladas por año.⁴⁵

3.3.2. Accionistas: otra visión

Al 30 de junio de 2008 la composición accionaria de Sinopec Corp era la siguiente:⁴⁶

NOMBRE DE LOS ACCIONISTAS	CLASES DE ACCIONES	% DENTRO DEL TOTAL DE ACCIONES
China Petrochemical Corporation* ¹	Acciones Propiedad del Estado	75.84
HKSCC (Nominees) Limited	Acciones H* ²	19.26
Guotai Junan Securities Co., Ltd	Acciones A	0.44
E Fund 50 Stock Index Investment Fund	Acciones A	0.12
Bosera Thematic Sector Stock Investment Fund	Acciones A	0.11
Huabao Xingye Selected Sector Stock Investment Fund	Acciones A	0.06

⁴³ <http://english.sinopec.com>. *China Petroleum & Chemical Corp, Investor fact sheet.*

⁴⁴ *Ibid.*, supra nota 42.

⁴⁵ *Ibid.*, supra nota 42.

⁴⁶ *Corporate Interim Report 2008*, supra nota 42.

NOMBRE DE LOS ACCIONISTAS	CLASES DE ACCIONES	% DENTRO DEL TOTAL DE ACCIONES
Shanghai Stock Exchange 50 Tradable Open-ended Securities Index Investment Fund	Acciones A	0.05
Tongde Securities Investment Fund	Acciones A	0.05
National Social Security Fund 106 Portfolio	Acciones A	0.05
Shanghai Stock Exchange Dividend Tradable Open-ended Securities Index Investment Fund	Acciones A	0.04
<p>*¹ El total de acciones suscritas por el Estado son 65,758,044, de las cuales 57,087,800 tienen restricciones de venta temporales. (Estas últimas acciones restantes con restricción de venta temporal, podrán cotizarse en la Bolsa a partir del 12 de octubre de 2009).</p> <p>*² Las acciones H no tienen restricciones de venta y están integradas por los siguientes accionistas: JPMorgan, AllianceBernstein L.P., UBS AG, Templeton Asset Management Limited.</p>		

3.3.3. Estructura Corporativa: Consejo de administración, comités y directores ejecutivos.

De acuerdo con el artículo 11 de los Estatutos Sociales de Sinopec, los objetivos operativos de la compañía son: “la maximización de las utilidades y la maximización de la rentabilidad a los accionistas”.

Esta última afirmación hace hincapié en un concepto que hemos mencionado a lo largo de todo este trabajo: cualquier accionista sea el Estado, la Nación, una persona física, una sociedad o un fondo, exigen que los administradores incrementen o maximicen el valor de los recursos que les han puesto en sus manos.

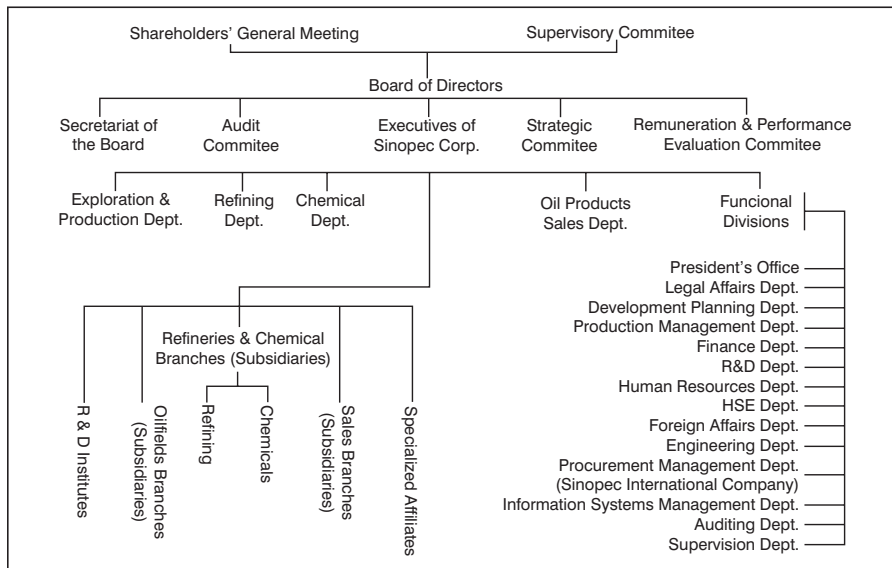
La pregunta es entonces:

¿Qué elementos corporativos institucionales ofrece Sinopec para garantizar que esto se lleve a cabo en beneficio de sus accionistas?

ÓRGANO	RESPONSABILIDAD	MIEMBROS	DURACIÓN EN EL CARGO
Consejo de Administración	Convocar a asambleas de accionistas, implementar sus resoluciones, determinar planes de negocios e inversión, formular presupuestos, nombramiento del Director General y los Directores Corporativos, etc.	13 miembros de los cuales 4 deben ser independientes: Todos son elegidos en la asamblea de accionistas.	Periodos de 3 años. Posibilidad de reelección. Los miembros independientes no pueden ser miembros por más de 6 años.
Comités del Consejo de Administración: a) Planeación Estratégica;	Estrategia de largo plazo e inversiones corporativas de gran envergadura.	13 miembros	-----
b) Comité de Auditoría;	Nombramiento del auditor externo, vigilancia de los sistemas de auditoría interna y aprobar la información financiera de la empresa.	7 miembros. La mayoría de sus miembros deben ser independientes. Quien lo presida debe ser independiente. Por lo menos un miembro debe ser contador.	-----
c) Comité de Evaluación y Remuneración.	Elaborar criterios de evaluación y propuestas de remuneración para los miembros del Consejo, el Director General y Directores Ejecutivos.	9 miembros. La mayoría de sus miembros deben ser independientes. Quien lo presida debe ser independiente.	-----
Comité de Supervisión	Revisar la posición financiera de la empresa contratando incluso un auditor externo, supervisar la legalidad de la conducta de miembros del Consejo y Directores Generales y Ejecutivos, revisar los reportes financieros y de negocios antes de que se presenten a la Asamblea	12 Supervisores: (8) Representantes de accionistas; (4) Representantes de empleados y trabajadores de Sinopec.	3 años. Con posibilidad de reelección.

ÓRGANO	RESPONSABILIDAD	MIEMBROS	DURACIÓN EN EL CARGO
	General de Accionistas, promover reuniones extraordinarias de la Asamblea General de Accionistas y del Consejo de Administración, representar a la compañía en acciones legales contra miembros del Consejo o Directores.		
Director General, Directores Ejecutivos.		Nombrados por el Consejo de Administración quien además decide su remuneración.	

Gráfica 6 ⁴⁷



La gráfica 6 ilustra la estructura organizacional de la empresa SINOPEC

⁴⁷ http://english.sinopec.com/about_sinopec/our_company/

4. EL CASO PEMEX: LA REFORMA PETROLERA

4.1. Primer elemento Institucional: accionistas

De acuerdo con el artículo 1º y 2º de la recién reformada Ley del Petróleo, “corresponde a la nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los carburos de hidrógeno que se encuentren en el territorio nacional, incluida la plataforma continental y la zona económica exclusiva situada fuera del mar territorial y adyacente a éste, en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que componen el aceite mineral crudo, lo acompañan o se derivan de él...sólo la Nación podrá llevar a cabo las distintas explotaciones de los hidrocarburos, que constituyen la industria petrolera...”⁴⁸

De acuerdo con lo anterior, el Dominio Directo del petróleo y los demás hidrocarburos corresponde a la Nación. Podríamos entonces concluir que los dueños, es decir los accionistas, somos todos los mexicanos, “La Nación”.

4.1.1. Título accionario menguado: bonos

El artículo 47 de la Ley de Petróleos Mexicanos (en adelante “Ley de Pemex”), faculta a Pemex para emitir “bonos ciudadanos”. Estos serán títulos de crédito que otorgarán a sus tenedores una contraprestación.⁴⁹

Adicionalmente, el precepto establece que podrán ser titulares de los bonos las personas físicas de nacionalidad mexicana y las personas morales mexicanas que sean: sociedades de inversión especializadas en fondos para el retiro, fondos de pensiones, sociedades de inversión para personas físicas y otros intermediarios financieros que funjan como formadores de mercado.

Sin embargo, el mismo precepto apunta que “los bonos ciudadanos por ningún motivo y en ningún caso otorgarán o concederán a sus tenedores *derechos corporativos*, ni sobre la *propiedad, control o patrimonio* de Petróleos Mexicanos, o bien sobre el dominio y la explotación de la industria petrolera estatal”.⁵⁰

De acuerdo con los preceptos anteriores, consideramos que el no tener ningún derecho corporativo, tanto de los tenedores de bonos como de

⁴⁸ Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (en adelante “Ley del Petróleo”), *Diario Oficial de la Federación* (en adelante “DOF”), 28 de noviembre de 2008, art. 1 y 2.

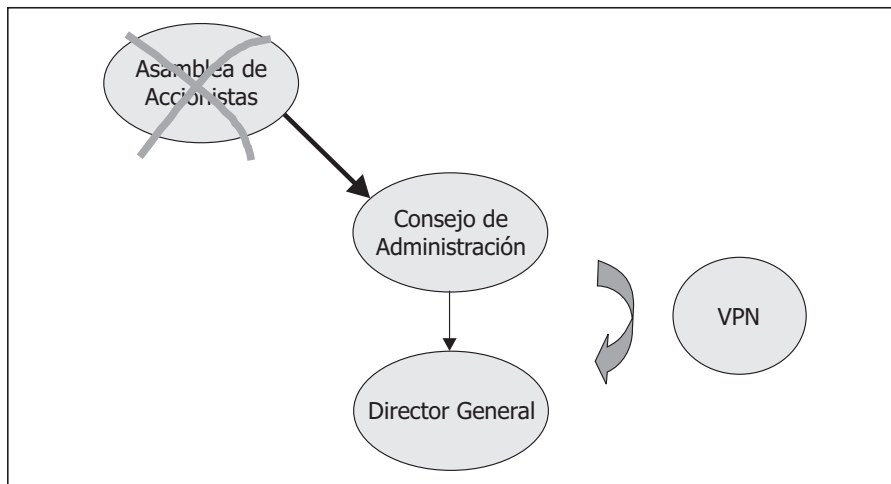
⁴⁹ Decreto por el que se expide la Ley de Petróleos Mexicanos (en adelante “Ley de Pemex”), DOF, 28 de noviembre de 2008, art. 47.

⁵⁰ *Ibid.*, supra nota 50, art. 47.

cualquier mexicano dueño de los recursos, significa que la relación institucional entre los accionistas (“La Nación”) y el resto de la empresa comienza a diluirse. Ya no existe una vinculación efectiva, ni un mecanismo que comunique eficazmente los intereses del dueño a la organización.

Lo anterior, no pretende sugerir que es necesario que se le otorgue una acción a cada uno de los aproximadamente 104 millones de mexicanos para solventar el problema.⁵¹ Simplemente se pretende hacer hincapié en lo que consideramos una disfuncionalidad del modelo de organización actual.

Gráfica 2 ⁵²



La gráfica 2 ilustra esta primera alteración al esquema funcional corporativo.

4.2. Consejo de Administración

El artículo 6 de la Ley de Pemex establece que el Consejo de Administración “determinará la estructura organizacional y operativa para la mejor realización del objeto y actividades del organismo”.

Por su parte, el artículo 19, otorga al Consejo atribuciones como son: la “conducción central y la dirección estratégica de Pemex y sus organismos subsidiarios...”, vigilar y evaluar el desempeño..., aprobar el plan de negocios..., aprobar los proyectos de presupuestos etc...⁵³

⁵¹ www.inegi.org.mx, Síntesis de Resultados, Estados Unidos Mexicanos, II Conteo de Población y Vivienda 2005.

⁵² Véase, supra nota 5.

⁵³ Véase, *Ley de Pemex*, supra nota 50, arts. 6 y 19.

Hasta aquí, todo parece indicar que el Consejo de Administración está investido con las facultades básicas que debe tener un órgano de esta naturaleza.

Sin embargo, de acuerdo con el artículo 8º de la Ley de Pemex, “el Consejo de Administración se compondrá de 15 miembros a saber:

I. Seis representantes del Estado designados por el Ejecutivo Federal;

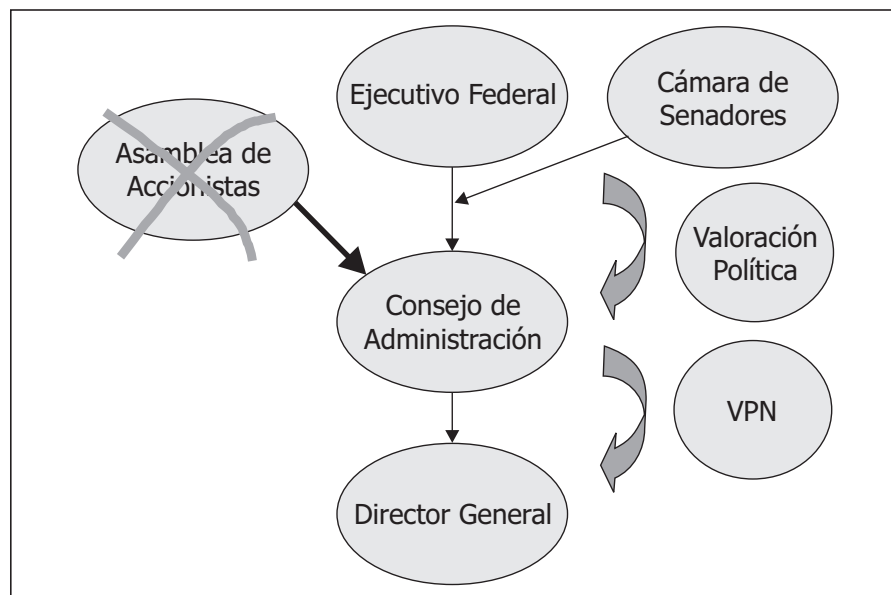
II. Cinco representantes del Sindicato de Trabajadores Petroleros...

III. Cuatro consejeros profesionales designados por el Ejecutivo Federal...

...Para nombrar a los consejeros profesionales, el Presidente de la República someterá sus designaciones a la Cámara de Senadores...”⁵⁴

Gráfica 3 ⁵⁵

La gráfica 3 ilustra la serie de relaciones institucionales que originan estas últimas disposiciones. Como podemos observar, no son los accionistas en asamblea los que designan a los miembros del Consejo de Administración, sino el Titular del Ejecutivo Federal. Adicionalmente, en el caso de los consejeros profesionales se requerirá la ratificación de la Cámara de Senadores.



⁵⁴ *Ibid.*, supra nota 49, art. 8.

⁵⁵ Véase, supra nota 5.

4.2.1. Politización de la estructura

Consideramos que esta nueva serie de relaciones y designaciones de los miembros del Consejo de Administración, por parte del Titular del Poder Ejecutivo y del Senado de la República, arrojan una variable extra a la serie de incentivos que interactúan en una organización empresarial: la política.

No podemos negar que la valoración política debe estar presente y es necesaria en cualquier parte del mundo, dada la importancia estratégica de las empresas energéticas o de otras grandes industrias. Sin embargo, en este caso y con estos mecanismos de designación y ratificación, la política se vuelve parte de la organización y se “institucionaliza”.

Esto último, puede agregar una muy compleja y poderosa variable llamada “rentabilidad política” de todos los actores que se encuentran dentro y fuera de una organización. La rentabilidad política puede desequilibrar una ecuación, que en principio, debe estar guiada por la encomienda de agregar “el mayor valor a la industria petrolera”.

Resulta difícil pensar que estos dos poderosos incentivos “la rentabilidad política” y “el administrar a la empresa para generar el mayor valor”, no van a entrar en pugna, en algún momento, al interior de la organización.

Es difícil pensar que las fuerzas y los ciclos políticos inherentes al Poder Ejecutivo o al Poder Legislativo, como órganos políticos por excelencia, no van a incidir sobre la designación de altos ejecutivos, su permanencia, sus decisiones y la integración de sus equipos, aún por encima de cualquier otra consideración estratégica para el desempeño de la empresa.

4.2.2. Los Organismos Subsidiarios

El complejo conflicto anterior se extiende y reproduce hacia los organismos subsidiarios, ya que el artículo 18 de la Ley de Pemex, establece que éstos serán dirigidos y administrados por un Consejo de Administración y un Director General designado y removido “por el Ejecutivo Federal”, a propuesta del Director General de Pemex.

Los Consejos de Administración de los organismos subsidiarios se integrarán con:⁵⁶

- I. El Director General de Pemex;
- II. Representantes del Estado, designados por el Ejecutivo Federal;
- III. Al menos dos Consejeros profesionales, designados por el Ejecutivo Federal, que representarán al Estado.

⁵⁶ Véase, *Ley de Pemex*, supra nota 50, art. 18.

4.3. La función gerencial: Dirección general y altos ejecutivos

El artículo 7º de la Ley de Pemex, establece que éste estará “dirigido y administrado por: Un Consejo de Administración, y Un Director General nombrado por el Ejecutivo”. Además, agrega “...en el desempeño de sus funciones el Consejo de Administración y el Director General buscarán en todo momento la creación de valor económico, en beneficio de la sociedad mexicana...”⁵⁷

Vale la pena reflexionar acerca de este último punto, “buscar en todo momento la creación de valor económico”, como ya lo hemos comentado, es el fin último y la obligación de los administradores con respecto a sus accionistas en cualquier empresa.

Como lo hemos desarrollado a lo largo de este trabajo, para lograr esto es necesario contar, en primer lugar, con la estructura institucional que arroje los incentivos correctos que apunten hacia ese fin. Esto no es una encomienda fácil de lograr, y menos aún, en organizaciones tan complejas como las grandes empresas de Estado. En segundo lugar, hay que contar con un equipo compacto de personas con la coordinación y experiencia suficiente para que opere y aterrice esta encomienda.

Sin embargo, consideramos que no es efectivo ni suficiente “plasmarse” estas buenas intenciones en una Ley y atribuirle sanciones en caso de incumplimiento. Es quizás este, uno de los principales vacíos del modelo de empresa petrolera mexicana establecido en la legislación. Debe crearse una estructura que genere los órganos adecuados que detonen, a su vez, los incentivos deseados.

Podríamos entonces afirmar que este “rompimiento”, presentado en la gráfica 4, genera vacíos evidentes al interior del diseño institucional de Pemex. Es entonces cuando en la búsqueda de equilibrios, el vacío que produce el accionista desplazado y desconectado de sus funciones básicas es “llenado” por tres agentes: El titular del Ejecutivo, la Secretaría de Hacienda y los órganos de vigilancia. El papel del primero ya ha sido analizado, veremos a continuación a los otros dos.

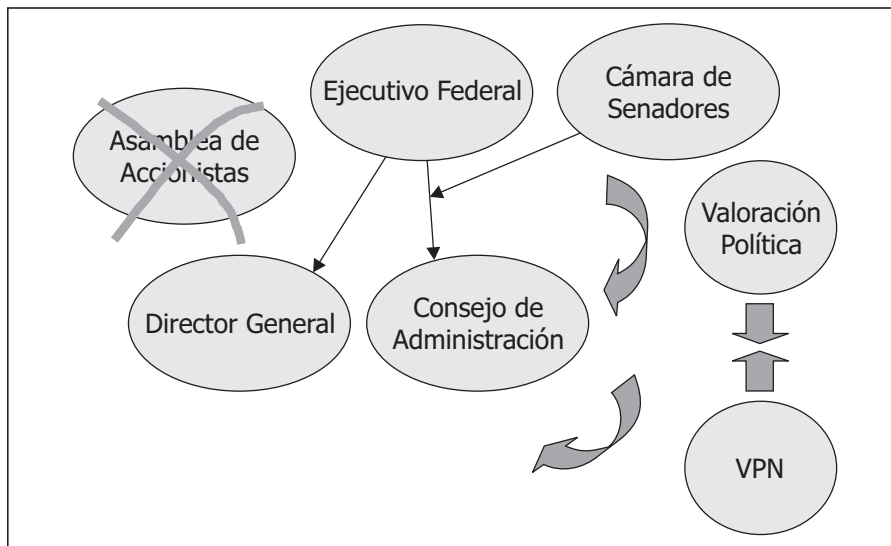
4.4. La Secretaría de Hacienda: Un papel difícil, pero necesario

Hemos dicho anteriormente, que la responsabilidad presupuestal y los programas de inversión deben recaer en el Consejo de Administración, como órgano de representación de los intereses de los accionistas. En el caso de Pemex, como hemos visto, los accionistas no son operantes.

⁵⁷ *Ibid.*, supra nota 50, art. 7.

Gráfica 4

En la gráfica 4 podemos observar como acaba de romperse por completo la línea lógica entre el dueño (accionista), que designa a un representante (consejo de administración), para monitorear a su empleado (Directores y Ejecutivos).



La pregunta sería entonces: ¿Cómo resuelve Pemex ese problema en su diseño?

La respuesta es: la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (en adelante “SHCP”).

Esperamos que todos coincidan en que la responsabilidad de revisar si la empresa gasta mucho o poco o si los proyectos a ejecutar generan valor o no, debe recaer en alguien.⁵⁸ Evidentemente, esta responsabilidad no puede recaer en los administradores de la empresa, ya que eso significaría ser juez y parte. Por lo tanto, en el caso de Pemex esta función descansa en la SHCP.

Ahora bien: ¿Es este el modelo más eficaz, hay una mejor alternativa?

El objetivo de la SHCP, y en general podría ser el de cualquier ministerio de finanzas, es el de “proponer, dirigir y controlar la política económica del Gobierno Federal en materia financiera, fiscal, de gasto, de ingreso y deuda pública...”.⁵⁹ Es evidente que el alcance de las obligaciones y

⁵⁸ *Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria*, (en adelante “Ley de Presupuesto”), DOF 30 de marzo de 2006, arts. 22 y 34.

⁵⁹ www.shcp.gob.mx. Misión.

las prioridades de la SHCP, tienen que ir mucho más allá de las múltiples particularidades y necesidades de la industria petrolera. Para un ministerio de finanzas, las preocupaciones macroeconómicas del Estado, siempre ocuparán el primer lugar, incluso, por diseño institucional.⁶⁰

4.4.1. Balance financiero y presupuesto

Así, el artículo 49 de la Ley de PEMEX establece, en primer lugar, que esta entidad (PEMEX) enviará anualmente a la SHCP *sus metas de balance financiero* para los siguientes cinco años. En segundo lugar, establece que el Consejo de Administración podrá aprobar, sin necesidad de pedir autorización a la SHCP, las adecuaciones a su presupuesto, el aumento del gasto con base a excedentes por ingresos propios y los calendarios de presupuesto, claro, *siempre y cuando cumpla con la meta anual de balance financiero*.⁶¹

4.4.2. Programa de inversión

Por lo que se refiere al programa de inversión, el Consejo de Administración autorizará el presupuesto, así como el ejercicio del mismo sin la intervención de la SHCP. Sin embargo, Pemex *deberá presentar una evaluación costo-beneficio* de los proyectos y la SHCP *podrá negar o cancelar el registro* (dentro de un plazo de 20 días hábiles) si un programa o proyecto de inversión no cumple con las disposiciones aplicables.⁶²

4.5. Vigilar al vigilante: los comités

Dentro de los Consejos de Administración, cómo órganos de representación de los accionistas, es recomendable que existan Comités que los auxilien en el desempeño de sus funciones.

Así, para las sociedades que cotizan en la Bolsa Mexicana de Valores, la Ley del Mercado de Valores prevé el establecimiento de, por lo menos, dos órganos de apoyo y vigilancia: el comité de auditoría y el de prácticas societarias. Ambos se integrarán exclusivamente con consejeros independientes. Deberán contar con tres miembros como mínimo y serán designados por el propio consejo, a propuesta de su presidente.⁶³

⁶⁰ Véase, *Ley Orgánica de la Administración Pública Federal*, (en adelante "LOAPF"), DOF 29 de diciembre de 1976, art. 31.

⁶¹ Véase, *Ley de Pemex*, supra nota 50, art. 49.

⁶² Véase, *Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria*, supra nota 59, art. 34 fr. II y III.

⁶³ Véase, *Ley del Mercado de Valores*, (en adelante "LMV"), D.O.F 28 de junio de 2007, art. 25.

Por su parte, el Código de Mejores Prácticas Corporativas para México recomienda la creación de tres comités que lleven a cabo las funciones de evaluación y compensación, de auditoría y de finanzas y planeación.⁶⁴

En la experiencia internacional algunas empresas, como es el caso de Sinopec que ya hemos comentado, fortalecen aún más el poder de revisión de los accionistas a través de un “Comité de Supervisión”. Este tendrá facultades para revisar la legalidad de las actuaciones de los miembros del Consejo y los Ejecutivos, así como de proceder legalmente en su contra en representación de los intereses de la empresa (los accionistas).

4.5.1. Organos Auxiliares en Pemex: ¿Saturación de comités?

La Ley de Pemex en su artículo 22 establece que para la correcta realización de sus funciones, el Consejo de Administración contará con, por lo menos, los siguientes comités:⁶⁵

1. Auditoría y Evaluación del Desempeño;
2. Estrategia e Inversiones;
3. Remuneraciones;
4. Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios;
5. Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable;
6. Transparencia y Rendición de Cuentas;
7. Desarrollo e Investigación Científica.

Para conformar estos órganos, el Presidente de la República propondrá las designaciones y el Consejo de Administración designará, de entre los consejeros representantes del Estado, a los integrantes de cada Comité.

La estructura anterior presenta dos retos fundamentales:

1. De los 15 miembros que componen el Consejo de Administración, 10 son designados por el Presidente de la República. Los miembros que integran cada Comité serán propuestos por el Presidente y designados por los miembros del Consejo, que a su vez, fueron designados por el Presidente.

Con este diseño, la línea de mando y subordinación deriva, en el fondo, directamente del Titular del Ejecutivo. Como ya lo hemos comentado, esto puede trasladar el centro de poder y decisión, del Consejo de Administración como órgano colegiado, al Titular del Ejecutivo, lo cual puede desvirtuar el papel de un Consejo de Administración.

2. En segundo lugar, se vuelve a presentar el tema de la “politización” de la estructura corporativa. Las fuerzas de gravitación política del

⁶⁴ www.cce.org.mx, *Código de Mejores Prácticas Corporativas para México*, CMPC, 2006.

⁶⁵ Véase, *Ley de Pemex*, supra nota 50, art. 22.

Titular del Ejecutivo, en cualquier país, son demasiado poderosas y pueden envolver a las empresas de Estado. No es un problema nuevo y mucho menos exclusivo de México. Para resolverlo se requieren explorar soluciones que permitan balancear, de forma eficaz, el funcionamiento estrictamente empresarial y la preocupaciones político-estratégicas de un Estado.

4.5.2. Vigilancia, de la vigilancia, de la vigilancia

El artículo 33 de la Ley de Pemex, establece que la vigilancia interna y externa de Pemex se realizará por:⁶⁶

- I. El Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño;
- II. Un Comisario (designado por el Ejecutivo Federal);
- III. El Organismo Interno de Control;
- IV. La Auditoría Superior de la Federación;
- V. El Auditor Externo.

Como ya se ha tratado anteriormente, en cualquier empresa (en donde el capital y la administración estén separados) los accionistas incurren en costos para “monitorear” e “influir” el comportamiento de sus administradores. Para aminorar este impacto se han creado determinadas soluciones y arreglos institucionales.

El Consejo de Administración y sus órganos auxiliares intermedios (Comités) son parte muy importante de la garantía institucional de que los intereses de los accionistas se están salvaguardando. Sin embargo, el exceso de controles puede tener un efecto contrario si los costos de transacción y de coordinación que imponen son excesivos.⁶⁷

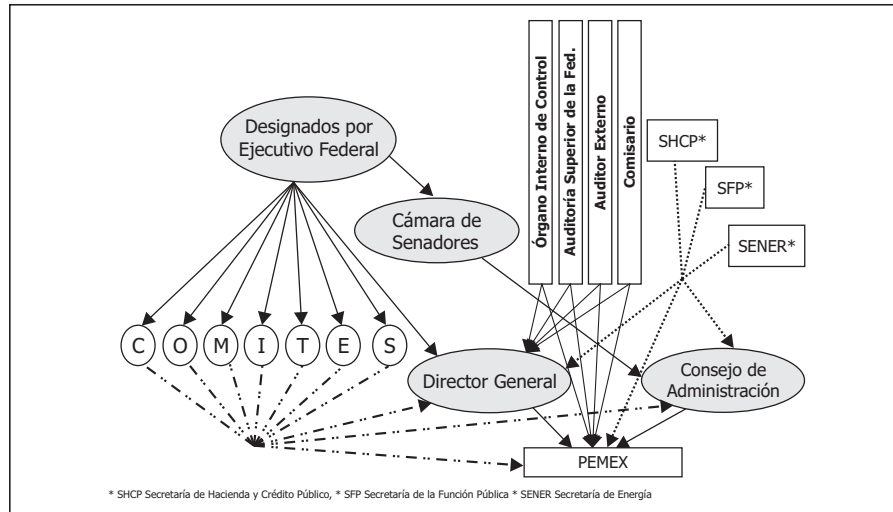
En este contexto y de acuerdo con el precepto legal anterior, Pemex contará con cinco diferentes instancias de revisión que van, desde un órgano constitucional autónomo de fiscalización (la Auditoría Superior de la Federación) hasta un auditor externo.

Consideramos que esta carga de órganos de revisión, que se colocan como un sustituto necesario de los mecanismos corporativos de transparencia y rendición de cuentas que rigen a la mayoría de las principales empresas en el mundo, pueden llegar a provocar serios problemas de coordinación y generar altos costos de transacción y parálisis en la administración de la empresa.

⁶⁶ *Ibid.*, supra nota 50, art. 33.

⁶⁷ BALDWIN, Robert, *Cave, Martin, Understanding Regulation*, Oxford University Press, UK, 1999, pp. 35-39.

Gráfica 5



La gráfica 5 ilustra la gran cantidad de órganos que interactúan y el gran número de relaciones complejas que se generan, a través del modelo propuesto por la reciente reforma.

4.6. Un nuevo participante: la Comisión Nacional de Hidrocarburos

La nueva propuesta de organización de la industria petrolera, incluye la creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos como órgano desconcentrado de la SENER. Su objeto fundamental será regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen con esta clase de proyectos.⁶⁸

La Comisión tendrá atribuciones para definir los elementos técnicos de la política nacional de hidrocarburos y formular los programas sectoriales en materia de exploración y extracción. Además, tendrá que establecer los lineamientos técnicos que deberán regir el diseño de los proyectos, así como elaborar los dictámenes previos al otorgamiento de las asignaciones de exploración y explotación.⁶⁹

La participación dentro de la industria petrolera de este nuevo regulador, puede representar un gran reto de coordinación con todos los demás actores. Además, es posible que el ejercicio de algunas de sus atribucio-

⁶⁸ Véase, *Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos*, (en adelante "LCNH"), DOF 28 de noviembre de 2008, art. 1.

⁶⁹ *Ibid.*, supra nota 69, art. 4 fr. I a VIII.

nes resulte muy complejo. Por ejemplo, aquellas que le permiten definir elementos técnicos en la actividad de extracción.

Esta última actividad presenta un altísimo grado de especialización tecnológica y su desarrollo se da, generalmente, dentro de las mismas empresas y no dentro de las autoridades de regulación. El impulso al desarrollo de tecnología es intrínseco al proceso de innovación y éste no se da únicamente a través de directivas y lineamientos, sino a través de una organización con los incentivos correctos.

4.6.1. Un ejemplo de desarrollo de tecnología en casa: Saudi Aramco

La empresa Saudi Aramco (en adelante “Aramco”) , radicada en el Reino de Arabia Saudita, es quizás la empresa más rentable en el planeta. Bajo el liderazgo del Presidente y Director General Khalid A. Al-Falih y el Rey Abdullah, tiene una producción diaria promedio de 8.5 millones de barriles y reservas por 260,000 millones de barriles. El Gobierno Saudi adquirió en 1980 el 100% de las acciones, pero mantiene un programa muy dinámico de coinversiones con las principales empresas petroleras del mundo (por ejemplo: Shell, Lukoil, Eni y Sinopec).⁷⁰

En el ámbito tecnológico, por ejemplo, ha creado el modelo de simulación de campos petroleros más complejo del mundo. Este fue desarrollado dentro de la compañía por su personal y genera modelos en tercera dimensión, con animaciones de cómo el petróleo, el gas y el agua fluyen por el campo de Ghawar (el yacimiento petrolero más grande del planeta).

Los investigadores de Aramco, también han desarrollado una nueva generación de sensores microscópicos (500 nanómetros) llamados *resbots*. Estos se inyectan dentro de los pozos para que fluyan entre los poros de las rocas y recaben información del yacimiento. Posteriormente los dispositivos son recuperados del petróleo que fluye hacia el exterior, a través de filtros especiales.⁷¹

4.7. Otras referencias: el mundo

Hemos presentado a lo largo de este trabajo, algunas experiencias en otros países y el énfasis se ha colocado en la descripción de su estructura corporativa y las posibles consecuencias sobre la organización gerencial.

Sin embargo, no hemos abordado el tema desde el punto de vista de la forma de participación de estas empresas en el desarrollo de proyectos. Hacer un análisis de este aspecto, daría lugar no solo a uno sino a varios trabajos. No obstante, consideramos que es importante mencionar algunos

⁷⁰ www.saudiaramco.com, *Annual Review*.

⁷¹ Revista *Forbes* “*Energy and Genius*”, “*The Octopus*”, volumen 182, número 11, noviembre 24, 2008 pp. 44, 45 y 48.

ejemplos de la forma en que estas empresas nacionales están actuando en el mundo.

4.7.1. PdVSA

Así por ejemplo, Gazprom y Petróleos de Venezuela (“PdVSA”), han comenzado a perforar el *primer pozo en aguas profundas* en el yacimiento de gas Urumaco I, ubicado en la Bahía de Venezuela.

Por otro lado, el pasado mes de Noviembre de 2008, las empresas Gazprom, Rosneft, Lukoil, TNK-BP y Surgutneftegaz, acordaron formar una asociación en participación, cada una con un 20% de participación, para desarrollar proyectos en la Cuenca del Orinoco. Con relación a este proyecto, PdVSA conservará la opción de entrar a esta asociación en participación en una etapa posterior del proyecto, que podría incluir incluso una refinería por \$6,500 millones de dólares americanos.⁷²

4.7.2. Petrobrás

Por su parte, Petrobrás suscribió recientemente un acuerdo con la empresa estatal Cubana, *Companhia Cubana de Petróleo*, (en adelante “CUPET”) para explorar el Bloque 37, en la costa norte de Cuba.

El acuerdo otorga a Petrobrás un periodo de 7 años para explorar y 25 años para producir petróleo y gas, en un esquema de producción compartida. La fase de exploración se dividirá en cuatro periodos, con una duración aproximada de entre 18 y 24 meses. Al finalizar cada periodo, Petrobrás tendrá la opción de salirse del acuerdo. Si la exploración es exitosa, Cupet tendrá la opción de participar, siempre y cuando cubra su parte de inversión en la exploración, desarrollo y producción del sitio.⁷³

5. CONCLUSIÓN

La lista de casos en donde las empresas de Estado se transforman, podría seguir a lo largo de más páginas en este trabajo. Estamos seguros que este ejercicio, fortalecería la idea de que la forma de aterrizar estos procesos es tan diverso, como el origen mismo de las compañías.

Sin embargo, debemos reconocer que en la mayoría de los casos, estas ideas de cambio organizacional van precedidas de una preocupación común: ¿Cuáles son las preocupaciones políticas del Estado y cuál es la mejor forma de resolverlas?

⁷² Americas Oil and Gas, *Gazprom and PdVSA Start Deepwater Gas Exploration*, Business Monitor International, Issue 33, January 2009, p. 10.

⁷³ Americas Oil and Gas, *Petrobras Signs Up for Cuban Exploration*, Business Monitor International, Issue 33, January 2009, p. 10.

En este sentido, podríamos afirmar que en la respuesta existe casi siempre una constante: las grandes empresas han evolucionado y han encarado los nuevos retos de la economía global con instrumentos modernos de organización.

Estos instrumentos incluyen, desde cotizar en los mercados de valores nacionales e internacionales, pasando por la búsqueda de socios estratégicos, hasta mantener un derecho de veto, en la empresa, por parte del gobierno.

Por todo lo anterior, nos cuesta trabajo pensar que Cuba, Brasil, China, Rusia, Arabia Saudita y Venezuela, por solo citar algunos, han errado el camino. Debemos reconocer que unas soluciones han sido, hasta ahora, más efectivas que otras, pero en general, casi todas siguen una línea: buscar un balance entre las preocupaciones político-estratégicas de un país y la administración de la empresa.

Es decir, separar a la política de la administración de estas organizaciones.

Consideramos que la reciente reforma petrolera en México no resuelve esta disyuntiva. Más aún, tenemos la preocupación de que el modelo planteado, incluso, dificulte seriamente el desempeño de la empresa hacia adelante, en un momento tan importante para la industria petrolera nacional.

**CONCEPTOS JURÍDICOS SOBRE LA REGULACIÓN
DEL GAS NATURAL Y DE GAS LICUADO
DE PETRÓLEO EN MÉXICO**



Marcelo Páramo Fernández

[México]

Maestro en Derecho por el Washington
College of Law de la American University, EUA.
Socio fundador de ERC & Asociados, S.C.

Resumen

A partir de la reforma de 1995 a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, los sectores social y privado pueden construir y operar ductos e instalaciones para el transporte, almacenamiento y distribución de gas, mediante el otorgamiento de un permiso para tal efecto. Con ello, fue elaborado el Reglamento de Gas Natural y el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo, mismo que ha sido adecuado a las cambiantes necesidades de la industria en 1999 y, recientemente, en diciembre de 2007. El tema de este artículo es muy amplio y no pretende abarcar todos los aspectos de la industria del gas en México. La intención es exponer la relevancia de la regulación del gas en la economía mexicana y explicar su desarrollo a partir de las reformas de 1995 desde un punto de vista jurídico.

Abstract

Since the 1995 reform to the Regulatory Law of Article 27 of the Mexican Constitution (The Petroleum Law), the social and private sectors can build, operate and own pipelines and other facilities for the transport, storage and distribution of gas, with the prior award of a permit. Due to these changes, the Natural Gas Regulation and the Low Pressure Gas Regulations were issued, as amended in 1999 and 2007 to adjust to the changing circumstances of the industry. The underlying topics in this chapter are broad and such chapter does not cover all aspects of the gas industry in Mexico. The intent here is to expose the relevant aspects of gas regulation in Mexico and to explain its evolution since 1995, from the legal standpoint.

1. Introducción

A partir de la reforma de 1995 a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, los sectores social y privado pueden construir y operar ductos e instalaciones para el transporte, almacenamiento y distribución de gas, mediante el otorgamiento de un permiso para tal efecto. Con esta apertura a la inversión privada, resultó necesario establecer las normas e instituciones de regulación que permitieran el desarrollo de esta industria en México. Así, la Comisión Reguladora de Energía tuvo que adecuar su marco legal para convertirse en un ente regulador de las ventas de primera mano de gas que realiza Petróleos Mexicanos y de las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas, junto con la Secretaría de Energía quien es autoridad para ciertos actos de la industria del gas licuado de petróleo. Con ello, fue elaborado el Reglamento de Gas Natural y el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo, mismo que ha sido adecuado a las cambiantes necesidades de la industria en 1999 y, recientemente, en diciembre de 2007.

En la elaboración del marco regulador e institucional se han seguido ejemplos y experiencias en otros países en donde la necesidad de regulación surgió mucho antes que en nuestro país. En todo caso, los preceptos constitucionales que reservan al Estado la exploración y explotación de los hidrocarburos, hacen de México un país con regulación muy *sui generis* con respecto a otros países en donde la necesidad de regulación es distinta al existir competencia en la producción de gas.

Desde entonces, el concepto de regulación energética ha cobrado relevancia en México y ha ido permeando y evolucionando en la mente de los profesionales que se dedican a esta industria, lo que ha generado mayor interés en lo académico y en lo práctico.

La regulación en general —y la del gas en específico— es un área que combina distintas profesiones, pero principalmente las económicas y jurídicas tienen especial relevancia. Las bases de la regulación son económicas, pero su implementación en un marco normativo es un asunto jurídico. El tema de este artículo es muy amplio y no pretende abarcar todos los aspectos de la industria del gas en México. La intención es exponer la relevancia de la regulación del gas en la economía mexicana y explicar su

desarrollo a partir de las reformas de 1995 desde un punto de vista jurídico, para lo cual, en ocasiones es necesario tocar algunos puntos técnicos y económicos, sin elaborar demasiado en ellos.

2. ASPECTOS TÉCNICOS GENERALES DEL GAS NATURAL Y DEL GAS LP

2.1. Gas Natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos más ligeros que el aire que se encuentra en yacimientos fósiles, compuesta por la familia de los alcanos, principalmente por el metano en concentraciones del 90%, y el etano y propano, en menor cantidad. Por el tipo de yacimientos donde se encuentra, se distingue entre el gas natural no-asociado o gas seco, que se localiza en yacimientos sin la presencia de petróleo u otros minerales, y el gas natural asociado, que se encuentra en pozos junto con el petróleo.

Aunque por muchos años el gas natural fue considerado como un subproducto del petróleo crudo y era quemado o dispersado a la atmósfera en grandes cantidades, en forma gradual, sus cualidades fueron reconocidas como un combustible que contiene poco carbono y que por su estructura molecular posee un alto contenido energético con poco impacto ambiental comparado con otros combustibles fósiles. De tal forma, el gas natural ocupa actualmente el tercer sitio como fuente de energía primaria en el mundo, después del petróleo y el carbón.¹

En el año 2006, el consumo mundial de gas natural fue de 275,826 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), mayor en 2.5% respecto a 2005 y 27.2% superior al de hace una década. Las regiones de mayor consumo de gas natural en el mundo son Europa, Euroasia, Norteamérica y Asia Pacífico, que en conjunto representan 82.6% de la demanda global.²

A nivel internacional, México ocupó el lugar cuarenta en reservas de gas seco, diecinueve en la producción y el doceavo como consumidor de gas natural, lo que se reflejó en un crecimiento de la demanda nacional de gas natural de 10.9% durante 2006, respecto al año anterior. Se estima que para los próximos 10 años, la demanda nacional de gas natural experimentará un crecimiento promedio anual de 3.3%, para un total de

¹ BREÑA DE LA ROSA, Alejandro, *La Industria del Gas Natural Licuado en México, una Perspectiva Regulatoria*, en "10 Años de Regulación Energética en México", Comisión Reguladora de Energía, México, 2005.

² Prospectiva del Mercado de Gas Natural; 2007-2016. Secretaría de Energía.

38.3%, esto equivale a un volumen de 2,500 mmpcd hacia el final del periodo, donde el sector eléctrico justificará el 61.2% del consumo.³

No obstante, durante los próximos 10 años, la producción nacional se incrementará 2.3% en promedio anual, lo que se significa que habrá un saldo neto deficitario de 1,389 mmpcd hacia 2016. Según la Secretaría de Energía, este déficit será cubierto por medio de importaciones, mismas que crecerán 92.6% respecto a 2006, registrando un volumen de 1,962 mmpcd, de los cuales 1,500 mmpcd provendrán del suministro de gas natural licuado en tres terminales de recepción y regasificación, una en el Golfo de México (Altamira) y dos en el Pacífico (Baja California y Manzanillo) y el resto mediante importaciones de gas por medio de ductos.⁴

2.1.1. Gas Natural Licuado

Existen en el mundo enormes reservas de gas natural. Sin embargo, la localización de tales reservas se encuentra muy distante de los lugares de consumo. La forma más usual de transporte de este combustible es por medio de gasoductos de alta presión, pero cuando las distancias hacen económicamente inviable la construcción de gasoductos, el gas es transportado por buque-tanques a los lugares donde será consumido. Para esto, es necesario convertir las moléculas de metano de estado gaseoso a líquido, por medio de un proceso llamado de “licuefacción”, de ahí su nombre, gas natural licuado (“GNL” o “LNG”, por sus siglas en inglés).

El proceso de licuefacción consiste en bajar la temperatura del gas a -162 grados centígrados, lo que ocasiona que su volumen se reduzca aproximadamente 600 veces y se convierta en líquido, esto facilita su manejo y almacenamiento para ser transportado en grandes cantidades a los lugares de consumo, en donde el GNL es nuevamente calentado y convertido a gas mediante un proceso llamado de “regasificación”.

No obstante la industria del GNL es algo novedoso en México, no lo es a nivel mundial. El GNL existe desde hace más de 40 años. Actualmente, existen un gran número de terminales diseñadas para la recepción y almacenamiento de GNL en Asia, Europa y América del Norte. En distintos lugares con reservas abundantes de gas natural como Rusia, Medio Oriente, África y Venezuela se han construido varias plantas de licuefacción para exportación.

Nuevas tecnologías en la cadena de producción, licuefacción, transporte, almacenamiento y regasificación de GNL han permitido el desarrollo de esta industria a nivel mundial en épocas recientes. A esto se la ha sumado la alta volatilidad en los precios de los hidrocarburos y la cre-

³ *Idem.*

⁴ *Idem.*

ciente demanda de gas natural, lo que ha motivado a las grandes empresas petroleras a buscar nuevos proyectos para suministrar gas en los lugares donde es más necesitado.

2.1.2. Gas Asociado al Carbón

El gas asociado a los yacimientos de carbón mineral, denominado *gas grisú*, también está compuesto principalmente por metano y en un estricto sentido terminológico, también puede ser considerado gas natural. La regulación del gas grisú compete a la Secretaría de Energía y a la Secretaría de Economía mediante la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y la Ley Minera. Su aprovechamiento está restringido al autoconsumo del titular de la concesión minera, para lo cual se requiere permiso de la Secretaría de Energía, o su entrega a Petróleos Mexicanos por medio de un contrato de compraventa. La venta a terceros por parte del titular de la concesión minera no está permitida. La falta de interés por Petróleos Mexicanos de aprovechar el gas grisú, han hecho que este gas sea venteado a la atmósfera para evitar explosiones en las minas de carbón y no sea aprovechado como combustible.

Mediante la reciente reforma a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, el transporte almacenamiento y distribución se sujeta a las mismas reglas que el gas proveniente de yacimientos petrolíferos. Más recientemente, el 16 de diciembre de 2008, se publicó el Reglamento de la Ley Minera en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón mineral.

2.2. Gas LP

El gas licuado de petróleo (gas “LP”) está compuesto principalmente por una mezcla de propano y butano, que son gases más pesados que el aire y que se obtienen de la refinación del petróleo crudo y del procesamiento del gas natural. Al ser comprimido, el gas LP cambia su estado de gaseoso a líquido, ya que se somete a presiones mayores que a la de la atmósfera disminuyendo significativamente su volumen, lo que facilita su transporte y distribución por medio de contenedores (camiones, cilindros, recipientes portátiles y tanques estacionarios) que simplifican su manejo. No tiene olor, ni color por lo que para anunciar su presencia se ha optado por olORIZARLO con mercaptano que es la sustancia que le da su olor característico.

Los principales usos del gas LP en México se encuentran en los mercados doméstico, comercial, industrial y como carburante en el transporte automotriz.

El gas LP es una fuente vital de energía al ser el principal combustible utilizado para uso doméstico en más de 70% de los hogares mexicanos.

Su acceso representa un signo de desarrollo y calidad de vida de la población. Garantizar su suministro bajo premisas de bienestar social y bajo condiciones de seguridad es compromiso del Estado mexicano.⁵

México ocupa el primer lugar en el consumo de gas LP a nivel mundial representando un volumen de 74.0 kilogramos por habitante. Así mismo, participa con alrededor del 40% de la producción total en Latinoamérica. Durante el periodo 1991-2006 la demanda mundial de gas LP se incrementó a un ritmo de 3.2% anual. Su principal sector de consumo es el doméstico, con una participación a nivel mundial cercana a 52%, seguido de su aprovechamiento como materia prima para procesos petroquímicos y como combustible carburante para el transporte automotriz. En cuanto a la oferta mundial, se prevé un aumento debido a la expansión de inventarios y exportaciones provenientes del Medio Oriente.⁶

Durante los próximos diez años, se pronostica que la demanda de gas LP en México crezca a una tasa de 1.0% anual debido a una mayor competencia del gas natural en varias ciudades, así como al aumento del precio del gas LP respecto a otros combustibles sustitutos. Esta demanda será absorbida en un 64% por el sector residencial. En cuanto al gas LP carburante, se estima una tasa de crecimiento negativa de 1.8% anual al final del periodo, producto de la pérdida de mercado frente al diesel. Se prevé que los sectores servicios e industrial crezcan a una tasa anual de alrededor de 1.5%.

Del lado de la oferta, el 77% proviene de la producción nacional y el restante 23% de importaciones. De la producción en México, el 87% se genera del gas natural húmedo que Pemex-Exploración y Producción entrega a Pemex-Gas y Petroquímica Básica para su proceso y el 13% restante proviene de la refinación del crudo que lleva a cabo Pemex-Refinación.

En los próximos 10 años se espera que la producción de gas LP se incremente a una tasa de 1.5% anual; representando el 82% de la oferta total del producto. Se estima que las importaciones tendrán un decrecimiento de 1.9% anual y completen el restante 18% de la oferta. Las importaciones por tierra provienen de los Estados Unidos, ya sea mediante carro-tanques o por ductos, representan el 76% y se destinan principalmente a cubrir la demanda de los estados del norte de México. El restante 24% es importado por vía marítima a través de buque-tanques que provienen de Noruega, Argelia, Argentina, Venezuela, Arabia Saudita, Brasil y Perú, que arriban principalmente en Pajaritos, Veracruz.⁷

⁵ Prospectiva del Mercado de Gas LP; 2007-2016. Secretaría de Energía.

⁶ *Idem.*

⁷ Prospectiva del Mercado de Gas Natural; 2007-2016. Secretaría de Energía.

3. RÉGIMEN LEGAL DEL GAS NATURAL Y GAS LP

3.1. Principios generales de los hidrocarburos

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (la “*Constitución*”) reserva para la Nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible del petróleo y todos los carburos de hidrógeno, sólidos, líquidos o gaseosos. La exploración y explotación de estos recursos está restringida al Estado y las concesiones o contratos que comprometan la propiedad de los mismos a particulares están prohibidos.⁸

La ley que regula la actividad de los hidrocarburos es la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (la “*Ley Reglamentaria*”), misma que siguiendo los principios de la Constitución, establece que sólo la Nación podrá llevar a cabo las distintas explotaciones de los hidrocarburos, que constituyen la industria petrolera.⁹ Para tal fin, la Ley Reglamentaria establece que la industria petrolera abarca:¹⁰

I. La exploración, la explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación;

II. La exploración, la explotación, la elaboración y las ventas de primera mano del gas, así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración, y

Se exceptúa del párrafo anterior el gas asociado a los yacimientos de carbón mineral y la Ley Minera regulará su recuperación y aprovechamiento, y

III. La elaboración, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos, que a continuación se enumeran: etano, propano, butanos, pentanos, hexano, heptano, materia prima para negro de humo, naftas y metano, cuando provenga de carburos de hidrógeno obtenidos de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos.

La exploración y explotación de los recursos y las actividades que abarcan la industria petrolera son llevadas a cabo por Petróleos Mexicanos (“*Pemex*”) y sus organismos subsidiarios.

La Ley Reglamentaria establece como excepción al concepto de industria petrolera, aquéllas actividades que no están reservadas al Estado. De tal forma, lo que no es industria petrolera puede ser realizado por empresas del sector privado. En este sentido, el artículo 4º de la Ley Reglamen-

⁸ Artículo 27, párrafos cuarto y sexto de la Constitución.

⁹ Artículo 2 de la Ley Reglamentaria.

¹⁰ Artículo 3 de la Ley Reglamentaria.

taria específica que salvo por las actividades enumeradas en los párrafos I., II., y III., anteriores, el transporte, almacenamiento y distribución de gas pueden ser llevados a cabo, previo permiso, por particulares, quienes pueden construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de la reglamentación correspondiente.

La regulación de todas las actividades de la cadena productiva de los hidrocarburos, desde la exploración, explotación, producción, elaboración, venta, transporte, almacenamiento y distribución son de la exclusiva jurisdicción federal, por lo que solo el Gobierno Federal puede dictar las disposiciones técnicas, reglamentarias y de regulación que las rijan. Asimismo, la Ley Reglamentaria establece que todos los actos relativos a los hidrocarburos, tanto los que son considerados como industria petrolera, como los que pueden realizar los particulares se consideran actos mercantiles, regidos por el Código de Comercio y de manera supletoria por el Código Civil Federal.¹¹

3.2. Principios jurídicos generales de la regulación del gas

Por precepto constitucional regulado en la Ley Reglamentaria, la exploración, explotación, procesamiento, elaboración y venta de primera mano del gas son actividades estratégicas, llevadas a cabo de manera exclusiva por Pemex. Una vez que la venta de primera mano se realiza, la inversión privada puede intervenir en el transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de dicho combustible, bajo las condiciones de regulación aplicables.

La Ley Reglamentaria no distingue entre el gas natural y el gas LP, sino simplemente se refiere al “gas”, en general. En todo caso, para efectos de este artículo nos referiremos al “gas” como término que engloba tanto al gas natural como al gas LP.

3.2.1. Servicio público

Desde las reformas a la Ley Reglamentaria de 1995 que permitieron la inversión privada en el transporte y distribución de gas, existe la discusión de si tales actividades son un servicio público. Aun cuando la ley no les da ese carácter, puede pensarse que sí lo es por varios motivos. El primero es que la Ley Reglamentaria impone la obligación al permisionario de prestar el servicio a todo aquél que lo solicite, además de que la construcción de ductos para tales efectos son considerados de utilidad pública.¹² En segundo lugar, también puede válidamente argumentarse que dada la importancia que implica el abasto y suministro de gas a la pobla-

¹¹ Artículos 12 y 9 de la Ley Reglamentaria.

¹² Artículo 10 de la Ley Reglamentaria.

ción en general, desde un punto de vista económico y social, es un insumo vital para la población en general.

En el derecho positivo mexicano no tenemos una definición precisa de lo que debemos entender por servicio público. Al respecto la Constitución establece en el artículo 28, párrafos 10º y 11º:

El Estado, sujetándose a las leyes, podrá en casos de interés general, concesionar la prestación de servicios públicos o la explotación, uso y aprovechamiento de bienes de dominio de la Federación, salvo las excepciones que las mismas prevengan. Las leyes fijarán las modalidades y condiciones que aseguren la eficacia de la prestación de los servicios y la utilización social de los bienes, y evitarán fenómenos de concentración que contraríen el interés público.

La sujeción a regímenes de servicio público se apegará a lo dispuesto por la Constitución y sólo podrá llevarse a cabo mediante ley.

De estos dos párrafos podemos destacar que: 1) los servicios públicos se pueden concesionar, y 2) la connotación de servicio público solo podrá darse mediante ley.

Quizá la única definición legal de servicio público la encontramos en la abrogada Ley Orgánica del Departamento del Distrito Federal, que definía en su artículo 23 lo siguiente:

Para efectos de esta ley, se entiende por servicio público la actividad organizada que se realice conforme a las leyes o reglamentos vigentes en el Distrito Federal, con el fin de satisfacer en forma continua, uniforme, regular y permanente, necesidades de carácter colectivo. La prestación de estos servicios es de interés público.

A nivel doctrinario existen varias teorías, pero no un consenso. Al respecto Gabino Fraga dice: “Dentro de la legislación mexicana no se encuentra un criterio único para definir al servicio público.”¹³ Miguel Acosta Romero reconoce que “uno de los conceptos o instituciones más discutidos y menos precisos en sus perfiles y en su determinación material y objetiva es el de servicio público.”¹⁴

El mismo Acosta Romero define el concepto de servicio público de una manera similar a la definición de la Ley Orgánica del Departamento del Distrito Federal: “Es una actividad técnica encaminada a satisfacer necesidades colectivas, básicas o fundamentales, mediante prestaciones individualizadas, sujetas a un régimen de Derecho Público, que determina

¹³ FRAGA, Gabino, *Derecho Administrativo*, 43ª ed., Porrúa, 2003, p. 243.

¹⁴ ACOSTA ROMERO, Miguel, *Teoría General del Derecho Administrativo*, Primer Curso, 17ª ed., Porrúa, p. 987.

los principios de regularidad, uniformidad, adecuación e igualdad. Esta actividad puede ser prestada por el Estado o por los particulares (mediante concesión).¹⁵

Atendiendo a esta definición, podemos considerar que desde un punto de vista material, el transporte y distribución de gas cumplen con los elementos necesarios para ser consideradas servicios públicos; es decir, son actividades técnicas, encaminadas a satisfacer necesidades colectivas, mediante prestaciones individualizadas, de derecho público, que debe atender a principios de regularidad, uniformidad, adecuación e igualdad.

No obstante, desde un punto de vista formal, el transporte y la distribución de gas natural no son actividades que constituyan un servicio público. En primer término, estas actividades no son catalogadas como tal, requisito establecido en el citado párrafo 11º del artículo 28 de la Constitución. Por otro lado, el artículo 27 de la Constitución es claro al decir que en materia de hidrocarburos no se otorgarán concesiones ni contratos.¹⁶ En la doctrina mexicana, las concesiones son actos en donde el Estado concede a un particular un derecho que originalmente le pertenece al mismo Estado para que el particular lo ejerza en los términos y con las limitaciones del título de concesión. En cambio, un permiso es un acto administrativo por el cual se levanta o remueve un obstáculo o impedimento que la norma legal ha establecido para el ejercicio de un derecho de un particular. En la generalidad de los casos en que la legislación positiva ha adoptado el régimen de permisos, hay un derecho preexistente del particular, pero su ejercicio se encuentra restringido por que puede afectar la tranquilidad, la seguridad, la salubridad pública o la economía del país y hasta que se satisfacen determinados requisitos que dejan a salvo tales intereses es cuando la autoridad permite el ejercicio de aquel derecho previo.¹⁷

En las reformas de 1995 a la Ley Reglamentaria que permitieron la inversión privada en transporte y distribución de gas, el legislador fue cauteloso de los preceptos constitucionales al establecer que tales actividades requieren de un permiso y no de una concesión. Si el transporte y la distribución de gas fuesen un servicio público, para que un particular pudiera llevarlas a cabo requeriría de una concesión y no de un permiso, lo que sería violatorio de la Constitución. El concepto de servicio público lleva implícito la connotación de ser una actividad que por su relevancia para

¹⁵ *Ibidem*, p. 994.

¹⁶ En cuanto a la prohibición de celebrar contratos en materia de hidrocarburos, la Ley Reglamentaria establece en el artículo 6º que Pemex puede celebrar contratos de obra y de prestación de servicios, siempre que se paguen en efectivo y no se comprometa la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos.

¹⁷ FRAGA, Gabino, *op. cit.*, pp. 236-237.

la sociedad, compete originalmente al Estado, quien puede cederle a un particular llevarla a cabo, siempre que así lo autorice una ley, a través de una concesión. Para evitar que la inversión privada en transporte y distribución de gas fuese inconstitucional, el legislador no calificó a tales actividades como servicio público y les otorgó esos derechos a los particulares, quienes pueden llevarlas a cabo, siempre y cuando se satisfagan los requisitos técnicos, económicos y legales que establece la regulación.

Con lo anterior podemos decir que formalmente, el transporte y distribución de gas no pueden ser un servicio público; aunque, materialmente, por su relevancia en la vida doméstica e industrial, estas actividades tienen todas las características de un servicio público.

3.2.2. Utilidad pública

El artículo 10 de la Ley Reglamentaria establece que la construcción de ductos y de plantas de almacenamiento de gas son considerados como de utilidad pública. El concepto de utilidad pública no debe confundirse con el de servicio público porque son cosas distintas. El servicio público, como ya quedó expuesto, se refiere a la prestación de un servicio encaminado a satisfacer necesidades colectivas. La utilidad pública es una calificación que le otorga la ley a ciertas acciones para imponer las limitaciones a la propiedad privada cuando sea necesario o conveniente para el interés general.

La utilidad pública a que se refiere el artículo 10 de la Ley Reglamentaria es para que Pemex o los titulares de permisos de transporte, almacenamiento o distribución de gas puedan obtener acceso a los inmuebles en donde se construirán los ductos o las plantas de almacenamiento de gas.

Este principio general, en materia de gas, es acotado por el artículo 10 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (la "*Ley de la CRE*"), que indica que el otorgamiento de permisos para la prestación de los servicios de transporte y distribución, así como los sistemas de almacenamiento que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto, o que forman parte integral de las terminales de importación o distribución, implicará la declaratoria de utilidad pública para el tendido de los ductos y construcciones en predios de propiedad pública, social y privada, de conformidad con el trazado aprobado por la Comisión Reguladora de Energía en coordinación con las demás autoridades competentes.

Esta acotación de la Ley de la CRE es pertinente porque no todas las construcciones de ductos y de plantas de almacenamiento deben ser consideradas de utilidad pública. Existen permisos de transporte y almacenamiento de gas para usos propios, esto es, que no pueden prestar sus servicios a terceras personas. En estos casos no existe la declaratoria de utilidad pública porque no hay un interés colectivo y por tanto no se jus-

tífica que pueda haber una afectación de dominio en las tierras donde se pretenda construir esta infraestructura.

En el caso de permisos para la prestación del servicio de transporte, almacenamiento y distribución, la intención del legislador es que la construcción de infraestructura en ductos e instalaciones de almacenamiento tenga preferencia sobre cualquier otro destino de los inmuebles y que eventualmente un determinado predio pueda ser objeto de ciertas limitaciones a la propiedad, en términos de la Ley de Expropiación.

El artículo 1º de la Ley de Expropiación enumera los actos que se consideran de utilidad pública, a los que se tiene que sumar la construcción de ductos y plantas de almacenamiento, como lo establecen el artículo 10 de la Ley Reglamentaria y el artículo 10 de la Ley de la CRE; con lo cual, dichas actividades quedan comprendidas dentro del régimen de la Ley de Expropiación.

Las limitaciones de dominio, conforme al artículo 2 de la Ley de Expropiación, previa declaratoria del Ejecutivo Federal, pueden ser: (i) la expropiación, (ii) la ocupación temporal, parcial o total, o (iii) la simple limitación de derechos de dominio, para los fines del Estado o el interés de la colectividad.

Tanto Pemex como los permisionarios privados, en la prestación del servicio de transporte, almacenamiento y distribución de gas, pueden acudir a los mecanismos establecidos en la Ley de Expropiación para obtener del Presidente de la Nación la declaratoria correspondiente para imponer las limitaciones que establece el artículo 2 de dicha ley.

Para el caso de Pemex, este mecanismo de acceso a la tierra ha sido útil, ya que como empresa de gobierno, tiene facilidades para que dentro de la burocracia se pueda hacer más expedito este procedimiento. No obstante, para empresas privadas resulta muy cuesta arriba acudir y convencer a las diferentes instancias de gobierno para obtener del Presidente de la República una declaratoria que imponga límites a la propiedad privada para desarrollar su proyecto. Este mecanismo -o más bien la falta de un método para obtener servidumbres o derechos de paso para el desarrollo de proyectos de gas más accesible a los particulares- en realidad se ha convertido en un obstáculo para invertir en este sector en México.

3.2.3. Autoridades

En materia de gas, las autoridades son la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía (la “CRE” o la “Comisión”).

La Secretaría de Energía

La Secretaría de Energía, como cabeza de sector en materia de hidrocarburos, tiene personalidad jurídica propia, misma de la que gozan los órganos desconcentrados en el rubro de energía, como la CRE. Aun cuan-

do en estricto sentido la Secretaría de Energía no es una autoridad reguladora, sino una secretaría de estado, tiene atribuciones específicas en materia de regulación de gas LP, como más adelante veremos.

En términos generales, la razón por la que existen entes reguladores de hidrocarburos y de electricidad distintos a las secretarías de estado es porque los entes reguladores son órganos técnicos, especializados en el desarrollo balanceado de los mercados regulados. Las secretarías de estado, en cambio, tienen otros objetivos más generales de política y de representar al estado. En teoría, los entes reguladores deben ser totalmente autónomos y ajenos a las decisiones de política estatal para concentrarse en generar un sano balance entre los distintos agentes en un mercado regulado determinado.

La Comisión Reguladora de Energía

La CRE es un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía con autonomía técnica, operativa, de gestión y de decisión, en los términos de la Ley de la CRE, aunque, como dijimos antes, no tiene personalidad jurídica propia, sino que comparte la de la Secretaría de Energía.

La CRE fue creada mediante decreto presidencial del 4 de octubre de 1993, como consecuencia de las reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de 1992. En ese entonces la CRE carecía de autonomía y era más bien un órgano técnico-consultivo de la Secretaría de Energía en materia de energía eléctrica. Posteriormente, en 1995 se modificó la Ley Reglamentaria para permitir la inversión privada en el transporte, almacenamiento y distribución de gas; con lo cual, era necesario contar con una autoridad regulatoria en esta materia. De tal forma, en ese mismo año se expidió la Ley de la CRE, que le otorgó al órgano desconcentrado atribuciones de autoridad en materia de gas y electricidad.

Los órganos desconcentrados, como autoridades regulatorias en México, es algo relativamente reciente y no exento de discusiones en cuanto a su naturaleza jurídica, y cuestionamientos acerca de su constitucionalidad. Como expondremos más adelante, la CRE tiene distintas atribuciones que pueden ser consideradas fuera del ámbito de la administración pública, por corresponder a los poderes legislativo o judicial. Por un lado, la CRE tiene facultades puramente administrativas como son el otorgamiento de permisos o la imposición de sanciones, lo que es atribución incuestionable de una autoridad administrativa. No obstante, la CRE, así mismo, tiene la facultad de expedir disposiciones de carácter general aplicables a quienes realizan actividades de gas, denominadas “directivas”; a lo que por ahora, tan solo recordemos, es competencia exclusiva del poder legislativo. Recordemos también que el ejecutivo sólo puede, en la esfera administrativa, proveer la exacta observancia de las leyes (—el ejecutivo—, más no órganos de la administración pública). Finalmente, la CRE tam-

bién puede intervenir en la solución de controversias entre las distintas personas que participan en el mercado del gas, lo que puede considerarse una usurpación al poder judicial.

Los órganos desconcentrados en el derecho positivo mexicano tienen su origen en 1976 en el artículo 17 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal:

Para la más eficaz atención y eficiente despacho de los asuntos de su competencia, las Secretarías de Estado y los Departamentos Administrativos, podrán contar con órganos administrativos desconcentrados que les estarán jerárquicamente subordinados y tendrán facultades específicas para resolver sobre la materia y dentro del ámbito territorial que se determine en cada caso, de conformidad con las disposiciones legales aplicables.

Con lo anterior, las características de los órganos desconcentrados son:

- Forman parte de una dependencia de la administración centralizada.
- Mantienen subordinación jerárquica del titular del ramo.
- Poseen autonomía para el ejercicio de la competencia otorgada.
- Deben ser creados, modificados o extintos por un instrumento de derecho público.
- Su competencia se limita a cierta materia o territorio.
- Carecen de personalidad jurídica.

Al respecto José Roldán Xopa expone que la desconcentración administrativa es un modo específico de organización institucional por la cual se asigna a órganos denominados como desconcentrados un conjunto de funciones y un determinado tipo de relaciones con el resto de la organización administrativa. Esta concepción proviene de Francia, tanto en las figuras de derecho positivo como en la teoría.¹⁸

El mismo autor, refiriéndose específicamente a los órganos reguladores desconcentrados, como la CRE, dice: “Una de las grandes transformaciones ocurrida en la administración pública en los últimos años es la creación de numerosos órganos desconcentrados a los que se les han asignado funciones cuya materia es de la mayor relevancia en la actuación pública, y que en general había estado a cargo de órganos de la administración centralizada. No obstante, debe decirse que la innovación no es nominativa, ni siquiera cuantitativa. Se trata de una transformación de las características tradicionales de los órganos desconcentrados, al grado tal de llevarse a cabo una reforma de las instituciones públicas que influye en la forma de gestión de los asuntos públicos. Se modifica la estructuración y organización de la administración pública, así como el ejercicio de

¹⁸ ROLDÁN XOPA, José, *Derecho Administrativo*, Oxford University Press, México, 2008, p. 232.

las funciones administrativas del Ejecutivo y el arreglo constitucional de sus poderes.”

En efecto, la figura de órganos desconcentrados ha sido adoptada por nuestro derecho para darle forma y estructura a autoridades reguladoras, no sólo en materia de energía, sino también existen, por ejemplo, la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, la Comisión Federal de Competencia, la Comisión Federal de Telecomunicaciones, entre otras.

En materia de energía, con toda proporción guardada, la CRE tiene como antecedentes comisiones reguladoras de otros países. En particular, en la elaboración de la Ley de la CRE y en el Reglamento de Gas Natural, se observaron otros ejemplos de autoridades similares en Norteamérica. Tal es el caso de la *Federal Energy Regulatory Commission* (“FERC”) de EUA y de la *National Energy Board* (“NEB”) de Canadá. En estos países, su tradición jurídica ha contemplado desde tiempo atrás este tipo de entes administrativos. En EUA, por ejemplo, poco después de su independencia, en 1789 por decisión presidencial se creó una agencia reguladora para hacerse cargo de las pensiones para inválidos de guerra. Posteriormente se creó en 1887 la *Interstate Commerce Commission* y en el siglo XX la *Federal Trade Commission*.

De tal forma, no ha sido fácil encontrar en nuestra tradición jurídica de derecho continental europeo una figura que se asemeje a las comisiones reguladoras de nuestros vecinos socios comerciales. Al respecto dice Roldán Xopa: “La incorporación de los órganos reguladores al derecho mexicano se presenta como un “injerto” del derecho estadounidense. Esto genera el encuentro con formas organizativas previamente establecidas que tienen una lógica diversa, así como con resistencias normativas para su “naturalización”. En el caso que nos ocupa, la desconcentración administrativa —en la cual se inserta la mayor parte de órganos reguladores— llegó, en un principio, a nuestro país inspirada en el modo de organización centralista francesa, pero tuvo que adaptarse a un régimen de administración presidencialista y federal. Con el mismo espíritu de importación jurídica, la “nueva” desconcentración se ve influida por el modelo estadounidense de las *administrative agencies*.”¹⁹

En todo caso, la CRE ha venido funcionando como auténtica autoridad reguladora en materia de gas desde 1995, sin que judicialmente se haya declarado alguna inconstitucionalidad estructural o de funcionamiento, a pesar de los cuestionamientos jurídicos de que puede ser objeto. Pasemos ahora al análisis de sus facultades y atribuciones.

¹⁹ ROLDÁN XOPA, José, *op. cit.*, p. 233.

Actividades Reguladas

El artículo 2 de la Ley de la CRE dispone que dicha autoridad tiene por objeto el desarrollo eficiente de las actividades reguladas en materia de gas. Por actividades reguladas en esta materia debemos entender:

- Las ventas de primera mano de gas;
- El transporte y distribución de gas, así como los sistemas de almacenamiento que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto, o que forman parte integral de las terminales de importación o distribución;

Atribuciones

El artículo 3 de la Ley de la CRE, enumera las atribuciones de dicha autoridad, las que se pueden agrupar en: (1) comunes, (2) en materia de gas, (3) en materia de energía eléctrica, y (4) recientemente, por la reforma de este año a dicha ley, la CRE también puede regular ahora el combustible y petroquímicos básicos. Nombraremos las comunes y en materia de gas:

Comunes:

- Otorgar y revocar permisos y autorizaciones que se requieran para realización de actividades reguladas;
- Aprobar y expedir modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas;
- Expedir y vigilar el cumplimiento de las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a las personas que realicen actividades reguladas,
- Proponer a la Secretaría de Energía actualizaciones al marco jurídico en el ámbito de su competencia, así como participar en la formulación de iniciativas de leyes, decretos, disposiciones reglamentarias, y normas oficiales mexicanas relativas a las autoridades reguladas;
- Llevar un registro declarativo y con fines de publicidad;
- Ordenar visitas de verificación, requerir la presentación de información y citar a comparecer a las personas que realicen actividades reguladas;
- Actuar como mediador o árbitro en la solución de controversias de las actividades reguladas, y
- Ordenar las medidas de seguridad e imponer sanciones administrativas;

En materia de gas:

- Aprobar y expedir los términos y condiciones para las ventas de primera mano de gas, así como las metodologías para la determinación de sus precios, salvo que existan condiciones de competencia

efectiva a juicio de la Comisión Federal de Competencia, o que sean establecidos por el Ejecutivo mediante acuerdo;

- Aprobar y expedir los términos y condiciones a que deberá sujetarse la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución;
- Determinar las zonas geográficas exclusivas de distribución;
- Expedir las metodologías y tarifas para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios de transporte, almacenamiento y distribución, salvo que existan condiciones de competencia efectiva a juicio de la Comisión Federal de Competencia, y
- Solicitar a la Secretaría de Energía la aplicación de las medidas necesarias para garantizar la continuidad de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución.

Disposiciones Administrativas de Carácter General

Como ya dijimos, la CRE cuenta con la facultad de emitir disposiciones administrativas de carácter general. A estas disposiciones se les ha llamado “directivas” que son lineamientos generales y metodologías aplicables a las personas que realicen actividades reguladas. El Reglamento de Gas Natural en el artículo 110 establece un procedimiento de consulta pública para la expedición de directivas, lo mismo que el artículo 104 del Reglamento de Gas LP. En todo caso, la Ley Federal de Procedimiento Administrativo incluye un capítulo específico sobre mejora regulatoria, por lo que la CRE en la expedición de directivas tiene que seguir este procedimiento ante la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER), que también establece un periodo de consulta pública.

La expedición de normas de carácter general por parte de autoridades administrativas es un tema que ha sido muy cuestionado. Como anteriormente habíamos esbozado, conceptualmente y desde un punto de vista formal, la expedición de normas de carácter general sólo compete al poder legislativo y la facultad reglamentaria de proveer en la esfera administrativa la exacta observancia de las leyes es exclusiva del Poder Ejecutivo.

En épocas recientes, ha sido una práctica muy común que autoridades administrativas reciban, mediante una ley emanada del legislativo, la facultad de expedir normas administrativas de carácter general. El principal cuestionamiento es que no existe una disposición constitucional que faculte a las autoridades administrativas a realizar actos materialmente legislativos, atentando en contra de la división de poderes.

El autor Miguel Acosta Romero les ha llamado a estas normas Leyes Marco o Leyes Cuadro. Este autor expone que el origen de esta práctica nació en Francia hace sesenta años y en México hace treinta, mediante la cual, funcionarios que no tienen facultades reglamentarias materiales, les es conferida por delegación, quienes emiten reglamentos que van más allá

del mero contenido de este tipo de disposiciones jurídicas. La tendencia de esta práctica es a modificar y a atemperar el principio de la división de poderes, con la intención de retirarle la rigidez al proceso legislativo para impedir las etapas lentas del proceso y conferirle más dinamismo y creatividad jurídica al ejecutivo. Son numerosas las leyes expedidas por el Congreso de la Unión en las que se contiene una delegación de facultades legislativas, o bien, una clara atribución de facultad reglamentaria, para dictar, lo que se da en llamar reglas generales, que en opinión del autor citado, no son otra cosa que reglamentos administrativos de leyes.²⁰

Una visión más contemporánea sobre la naturaleza jurídica de las normas administrativas de carácter general nos la da José Roldán Xopa quien explica que más allá de la diferencia en sus denominaciones, no se aprecia una diferencia sustancial en los contenidos y ámbitos regulados por las reglas generales, las disposiciones generales, los lineamientos y las directivas. “En cuanto a sus contenidos, éstos son semejantes a los reglamentos: desarrollo y complementación de las leyes. En cuanto a su ámbito personal se dirigen fundamentalmente hacia los sujetos regulados.”²¹

En el caso específico de las directivas expedidas por la CRE en materia de gas natural, éstas han sido un mecanismo eficaz para regular las ventas de primera mano, así como los precios y tarifas para la prestación de servicios de transporte, almacenamiento y distribución. El término que se usa en la Ley de la CRE “disposiciones administrativas de carácter general” está acotado en cuanto a su aplicación a las personas que realicen actividades reguladas. Estas directivas, son en realidad resoluciones que emite la CRE para fijar los criterios que deben aplicar los permisionarios y Pemex, en tanto que son los sujetos a quienes aplica la regulación del gas.

En cuanto a las resoluciones administrativas de carácter general, Roldán Xopa afirma que: “La generalidad suele llevar a su confusión con normas generales surgidas del poder reglamentario. Pero esas resoluciones no “proveen” al cumplimiento de la ley, sino que son su ejecución.”

Aun cuando no hay precedentes judiciales que declaren la inconstitucionalidad de las directivas expedidas por la CRE, en términos generales, los criterios judiciales respecto a la constitucionalidad de las normas administrativas de carácter general han sido diversos. No obstante, consideramos que la tendencia del poder judicial es a considerar su legalidad y validez. Algunos precedentes importantes en esta materia son:

REGLAS GENERALES ADMINISTRATIVAS. EL ARTÍCULO 36, FRACCIÓN I, INCISO A), DE LA LEY ADUANERA, VIGENTE EN MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y SEIS, QUE AUTORIZA A LA SECRETARÍA DE HACIENDA Y CREDITO PÚBLICO PARA EXPEDIRLAS

²⁰ ACOSTA ROMERO, Miguel, *op. cit.*, p. 1005.

²¹ ROLDÁN XOPA, José, *op. cit.*, p. 133.

EN MATERIA DE IMPORTACIÓN, NO CONTRAVIENE LOS ARTÍCULOS 89, FRACCIÓN I, Y 92 DE LA CONSTITUCIÓN FEDERAL. Novena Época, TCC, SJF, tomo V, enero de 1997, tesis II. 1º P.A. 26 A p. 499. Primer Tribunal Colegiado en Materias Penal y Administrativa del Segundo Circuito. Amparo directo 314/96, Grupo Hytt, S.A. de C.V. Unanimidad de votos. Ponente: Luis Pérez de la Fuente.

NORMAS OFICIALES MEXICANAS. LA ATRIBUCIÓN CONCEDIDA AL DIRECTOR GENERAL DE NORMAS DE LA SECRETARÍA DE COMERCIO Y FOMENTO INDUSTRIAL, PARA EXPEDIRLAS, CONTENIDA EN EL REGLAMENTO INTERIOR DE LA DEPENDENCIA, NO VULNERA LOS PRINCIPIOS CONSAGRADOS EN LOS ARTÍCULOS 16, 49 Y 73, FRACCIÓN X DE LA CONSTITUCIÓN FEDERAL. Novena Época, Segunda Sala, SJF, tomo IX, enero de 1999, tesis 2ª V/99, p. 116, Amparo en Revisión 1763/98, Herramientas Truper, S.A. de C.V., 27 de noviembre de 1998. Cinco votos. Ponente: Mariano Azuela Güitrón.

Procedimiento Arbitral

Como hemos dicho, la CRE, entre sus atribuciones, tiene de la facultad de actuar como mediador o árbitro en la solución de controversias de las actividades reguladas. Este concepto proviene de entes reguladores de otros países que tienen la facultad de dirimir controversias. Tal es el caso de la mencionada autoridad reguladora en materia de gas y electricidad en Estados Unidos *FERC*, en donde existen cortes administrativas especializadas en atender y resolver juicios entre los distintos participantes en el mercado del gas y la electricidad, y que su regulación está dentro del ámbito de la misma *FERC*.

La razón de que una autoridad administrativa pueda resolver conflictos entre particulares deriva de la especialización que se requiere como juzgador para poder emitir una resolución fundada y motivada en un negocio tan especializado y técnico como el gas. Aun cuando la empresa encargada de la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento o distribución es comúnmente privada, la labor que realiza es la prestación de un servicio que por sus características bien podría ser un público.²²

De tal forma, en la mayoría de los países desarrollados, si no es que en todos, estos servicios son públicos, por lo que es necesario que en la solución de controversias entre los prestadores del servicio y sus usuarios el juzgador tenga pleno conocimiento de la importancia que reviste la prestación del servicio, las cuestiones técnicas, legales y comerciales propias del negocio, y el impacto de sus decisiones en la economía de un país o región. La complejidad de este mercado se deriva de la mezcla de especialidades profesionales en un solo negocio que requiere un balance entre lo legal, técnico, social, político, y principalmente lo económico.

²² Recordemos que en este documento discutimos si en México estos servicios constituían un servicio público y concluimos que formalmente no lo son, porque la ley no lo califica como tal, pero materialmente tiene todos los elementos para serlo.

Por estas razones y dado que en México no existe ningún antecedente de autoridades administrativas que tengan la facultad de emitir un fallo vinculatorio (y no sugestivo) que resuelva un conflicto entre particulares, el legislador consideró que el mecanismo más adecuado para conseguir tal propósito sería a través de las figuras de mediación y arbitraje. De tal suerte, el artículo 9 de la Ley de la CRE dice textualmente:

Sin perjuicio de las acciones que procedan, las controversias que se presenten en las actividades reguladas podrán resolverse, a elección de los usuarios o solicitantes de los servicios, mediante el procedimiento arbitral que propongan quienes realicen dichas actividades o el fijado por la Comisión.

El procedimiento arbitral que propongan quienes realizan actividades reguladas, así como el órgano competente para conocer de las controversias deberán inscribirse en el registro público a que se refiere la fracción XVI del artículo 3 de esta ley. A falta de la inscripción citada, se entenderá que el procedimiento propuesto es el determinado por la Comisión, el cual se ajustará a las disposiciones del título cuarto del libro quinto del Código de Comercio y se substanciará ante la propia Comisión.

Los usuarios o solicitantes de servicios que tengan el carácter de consumidores en los términos de la Ley Federal de Protección al Consumidor, resolverán sus controversias conforme a lo establecido en dicha ley.

El artículo citado presenta varios problemas conceptuales. Empieza diciendo que el mecanismo de solución de controversias es sin perjuicio de otras acciones, con lo que las partes en conflicto pueden acudir a los tribunales comunes a resolver sus disputas, aun cuando se trate de actividades reguladas, sin que se logre el objetivo que se busca de someter la disputa a un juzgador especializado.

Por otro lado, los que realizan actividades reguladas —entiéndase permisionarios de transporte, almacenamiento o distribución de gas— son los obligados a acudir al arbitraje, si así lo decide su contraparte que siempre será un usuario o un solicitante del servicio. Esto equivale a decir que la ley impone a los permisionarios la obligación de acudir al arbitraje, aun cuando el mismo permisionario no haya propuesto un procedimiento arbitral, en cuyo caso, la CRE tiene la facultad de fijar el procedimiento arbitral con apego al Código de Comercio, y no sólo eso, sino que también debe sustanciarlo.

Uno de los principales aspectos de un acuerdo arbitral comercial es que tiene que ser voluntario, de otra manera no sería acuerdo. Con la redacción del artículo en comento es claro que la Ley de la CRE suplió la voluntad de los permisionarios al someterlos al arbitraje cuando así lo decida el usuario o solicitante del servicio. La pregunta es ¿qué tan válido es un acuerdo arbitral comercial cuando una de las partes es obligado a hacerlo?

Por principio, el arbitraje comercial normado por el Código de Comercio es fundamentalmente consensual; así lo establece el artículo 1423 del Código de Comercio:

El acuerdo de arbitraje deberá constar por escrito y consignarse en documento firmado por las partes o en intercambio de cartas, telex, telegramas, facsímil u otros medios de telecomunicación que dejen constancia del acuerdo, o en un intercambio de escritos de demanda y contestación en los que la existencia de un acuerdo sea afirmada por una parte sin ser negada por la otra. (énfasis añadido)

La obligación que impone la Ley de la CRE a los permisionarios de acudir al arbitraje choca con el principio consensual del arbitraje. No obstante, no deja de ser una obligación del permisionario, que para combatir esta disposición tendría que alegar ante el poder judicial la inconstitucionalidad del artículo 9 de la Ley de la CRE.

Por otro lado ¿qué quiere decir que el procedimiento se sustanciará ante la CRE? Puede ser que la CRE funja como árbitro, o que la CRE administre el procedimiento. Lo más probable es que la CRE funja como el árbitro, ya que tiene tal facultad y no la de administrar procedimientos arbitrales. En este caso, también resulta extraño que una autoridad administrativa sea nombrada como árbitro en una disputa de carácter comercial. Existen otras autoridades administrativas como PROFECO, CONAMED o CONDUCEF que también pueden actuar como árbitro en disputas entre particulares, sin embargo éstas tienen una reglamentación especial y no se rigen estrictamente por el Código de Comercio, sino sólo de manera supletoria. También recordemos que la CRE es autoridad, por lo que su laudo podría ser combatido mediante amparo; con lo cual, es muy extraño que ante un laudo emitido en un arbitraje comercial quepa el juicio de amparo.

Todos estos cuestionamientos e imprecisiones han hecho que en la práctica este método de resolución de controversias sea letra muerta.

4. LA REGULACIÓN DE LOS MERCADOS DE GAS

La regulación de los mercados de gas en México es algo relativamente reciente. Como hemos dicho, las reformas de 1995 a la Ley Reglamentaria permitieron la participación privada en transporte, almacenamiento y distribución de este hidrocarburo; con lo cual, se pretendió crear un mercado abierto con inversionistas privados y quitarle a Pemex el monopolio después de la venta de primera mano. Antes de las reformas de 1995, existía inversión privada en la distribución de gas —a través de contratistas de Pemex— en donde los privados cobraban una comisión fijada por Pemex, de forma similar a lo que hoy hacen las estaciones de servicio de

gasolina. Como es natural, este régimen no permitió el desarrollo de un mercado de gas, y en el caso de gas LP provocó que la distribución quedara en manos de unas cuantas familias, hecho que a la fecha sigue siendo un obstáculo para crear un mercado competido, no obstante los esfuerzos de regulación.

Después de las reformas a la Ley Reglamentaria de 1995, el siguiente acto tendiente a crear un mercado privado de transporte, almacenamiento y distribución de gas fue la expedición del Reglamento de Gas Natural en noviembre de ese mismo año, a partir del cual la CRE empezó a licitar zonas de distribución y a otorgar permisos de almacenamiento y transporte; además de expedir la Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-1996, que ha sido pieza clave en la regulación del gas natural (la “*Directiva de Precios y Tarifas de 1996*”).

En cuanto al gas LP, su desarrollo regulatorio ha sido un tanto más lento. En 1999 se expidió un reglamento que intentaba adecuar los principios de regulación al mercado de gas LP, pero no fue sino hasta diciembre de 2007 que se expidió otro Reglamento (el “*Reglamento de Gas LP*”) con principios de regulación tendientes hacia un mercado más competitivo, semejantes a los del Reglamento de Gas Natural.

4.1. Ventas de primera mano

El Reglamento de Gas Natural y el Reglamento de Gas LP definen la venta a primera mano como la primera enajenación de gas natural de origen nacional que realice Pemex a un tercero, por conducto de su subsidiaria, Pemex-Gas y Petroquímica Básica.²³

La CRE regula las ventas de primera mano de gas para garantizar que las mismas se lleven a cabo conforme a reglas que simulen un mercado competitivo. Esto es necesario debido a que, al existir un solo proveedor de estos combustibles en México —sin considerar las importaciones—, las prácticas monopólicas y vicios de Pemex como único productor pueden ser un verdadero obstáculo para el desarrollo eficiente de estos mercados. Dadas las restricciones constitucionales, la falta de competencia en la oferta obligó a la CRE a poner en marcha una regulación que simule, en la medida de lo posible, un mercado abierto. Sabemos que la regulación nunca podrá lograr lo que un mercado abierto y competido, pero a falta de éste, a través de una regulación eficiente se puede obtener un balance equitativo en las fuerzas del mercado.

²³ Artículo 2, fracción XXI del Reglamento de Gas Natural y Artículo 9 del Reglamento de Gas LP.

Al respecto, ambos Reglamentos establecen las directrices por medio de las cuales la CRE:

- Determina las metodologías para el cálculo de su precio a través de directivas,
- Aprueba a Pemex los términos y condiciones de venta de primera mano,
- Exige a Pemex abstenerse de realizar prácticas indebidamente discriminatorias y ventas atadas o condicionadas entre los posibles adquirentes, y
- Obliga a Pemex a ofrecer al adquirente en sus contratos, cuando menos dos tipos de cotizaciones: a) a la salida de las plantas de proceso y b) en el(los) punto(s) de entrega.

La regulación del precio de venta de primera mano de gas es a través de precios máximos, no obstante el adquirente tendrá la facultad de negociar con Pemex precios por debajo de los máximos, en cuyo caso, Pemex tiene la obligación de informar a la CRE sobre tales transacciones. Así mismo, Pemex está obligado a desagregar el precio de la molécula de gas de cualquier otro servicio que preste (transporte o almacenamiento), lo que en la terminología internacional se conoce como *unbundling*.

4.1.1. Precio de venta de primera mano de Gas Natural

El concepto básico sobre la regulación del precio de venta de primera mano de gas natural se encuentra en el artículo 8 del Reglamento de Gas Natural:

Para efectos de este Reglamento, el precio máximo de gas objeto de las ventas de primera mano será fijado conforme a lo establecido en las directivas expedidas por la Comisión. La metodología para su cálculo deberá reflejar los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del gas al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta.

La directiva que expidió la CRE conforme a este artículo es la Directiva de Precios y Tarifas de 1996, sobre la cual abundaremos más adelante. La metodología para determinar el precio de venta de primera mano, conforme al artículo citado refiere a dos elementos centrales para su elaboración: 1) el costo de oportunidad y condiciones de competencia en el mercado internacional, y 2) el lugar donde se realice la venta.

Para comprender la razón de referenciar el precio del gas natural en México con mercados internacionales se debe a que siendo Pemex el único vendedor, es imposible fijar su precio como producto de la oferta y de la demanda. Podría pensarse entonces que el precio podría fijarse con base en los costos de producción en que incurre Pemex más un ingreso razonable; sin embargo esta opción es poco factible ya que para Pemex es

muy difícil determinar sus costos de producción, ya que al ser un producto asociado al petróleo crudo, la desagregación de costos de producción del petróleo y del gas es poco factible. De tal forma, la intención del Reglamento de Gas Natural es la de adoptar el precio del gas natural por referencia a un mercado internacional competitivo producto de la oferta y la demanda.

Al respecto del comercio internacional, el Reglamento de Gas Natural establece en el artículo 3 que las exportaciones e importaciones de gas podrán ser efectuadas libremente; con lo cual, tanto Pemex como las empresas privadas pueden importar gas natural por ductos o GNL por buque-tanques. Toda vez que el gas natural importado es la única posibilidad de competir con Pemex en la venta de este producto, la regulación le ha dado especial importancia. En tal virtud, la CRE asoció el costo de oportunidad del gas de venta de primera mano con los mercados hacia y desde donde se enajena el gas para balancear la oferta y la demanda en el sistema de gasoductos de Pemex, como lo es el sur de Texas. En concreto, se determinó que dicho costo de oportunidad se calcularía a partir de los precios de un mercado de referencia, específicamente, el *Houston Ship Channel*, corregido por un diferencial de precios histórico con respecto al sur de Texas, ajustado por los costos de transporte hasta las plantas de proceso de Pemex.

A este esquema de costo de oportunidad se le conoce internacionalmente como *netback*. En este sentido, para efectos prácticos se determinó que Ciudad Pemex —la planta de proceso más cercana a los grandes yacimientos de gas asociado en el sureste— constituía el punto de origen del gas nacional. El gas procesado en Ciudad Pemex, abastece el centro y norte del país por el sistema de transporte de Pemex. A manera de abstracción se determinó que el flujo del gas confluía físicamente con el gas importado en un lugar llamado Los Ramones, Nuevo León. En virtud de esta confluencia, el *netback* se estructuró para reflejar el sentido y recorrido de los flujos de gas de ambos orígenes. Con base en lo anterior, el mercado de referencia, es decir el *Houston Ship Channel* “corregido” se vincula con Ciudad Pemex mediante un ajuste dado por el costo de transporte correspondiente a Reynosa (punto de importación)-Los Ramones y, con signo negativo, el peaje del tramo Los Ramones-Ciudad Pemex.²⁴

Desafortunadamente para la CRE, la vigencia plena de la Directiva de Precios y Tarifas de 1996 respecto a las ventas de primera mano estaba sujeta a la aprobación que la CRE hiciera a Pemex de los términos y con-

²⁴ Véase Francisco de la Isla Corry *El debate sobre el Precio de las Ventas de Primera Mano de Gas Natural* en “10 Años de Regulación Energética en México”, Comisión Reguladora de Energía, México, 2005.

diciones generales que regirán las ventas de primera mano, esto conforme a la disposición 12.3 de la Directiva de Precios y Tarifas de 1996. Hasta en tanto dicha aprobación fuera dada, las ventas de primera mano tenían que sujetarse a la metodología que Pemex tenía establecida para tal efecto, denominada “metodología de julio de 1995”.

Cabe mencionar que la Directiva de Precios y Tarifas de 1996 ha sido abrogada parcialmente mediante la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural, identificada como: DIR-GAS-001-2007, publicada en el *Diario Oficial de la Federación* de fecha 28 de diciembre de 2007. Lo que no fue abrogado por la DIR-GAS-001-2007 fue el Capítulo Cuarto y la disposición 12.3 de la Directiva de Precios y Tarifas de 1996, que se refieren precisamente a la metodología para determinar el precio de venta de primera mano de gas natural, tal y como lo dispone el transitorio segundo de dicha DIR-GAS-001-2007.

Actualmente, la CRE lleva a cabo ante la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) un procedimiento para emitir una nueva Directiva sobre las ventas de primera mano de gas natural.

4.1.2. Precio de venta de primera mano de Gas LP

La metodología para determinar el precio de venta de primera mano de gas LP es similar a la del gas natural. El artículo 11 del Reglamento de Gas LP establece las líneas generales de regulación del precio de venta de primera mano:

- El precio será calculado por Pemex, conforme a la Directiva que para tal efecto expida la CRE. Esta directiva ha sido recientemente publicada el 1 de diciembre de 2008 en el *Diario Oficial de la Federación*, con el nombre de “Directiva sobre la determinación del precio límite superior del gas licuado de petróleo objeto de venta de primera mano, DIR-GLP-001-2008 (la “*Directiva de VPM de GLP*”).
- La metodología de la Directiva de VPM de GLP establece un límite superior al precio que podrá aplicar Pemex y refleja los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del energético respecto al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta.
- El precio se determina en los centros procesadores y cuando la entrega se realice en puntos distintos al centro procesador, Pemex agregará los componentes del costo por los actos y servicios necesarios para la contratación, enajenación y entrega. La forma de determinar dichos costos se encuentra en la Directiva de VPM de GLP.
- Cuando la entrega de gas LP incluya la utilización de las plantas de suministro de Pemex, las contraprestaciones por la utilización de dichas plantas se agregará al precio del energético y se regula también en la Directiva de VPM de GLP.

Los términos y condiciones generales que regirán las ventas de primera mano es un documento que, al igual que en el gas natural, Pemex tiene que presentarlo para aprobación de la CRE, y que a la fecha, el mismo se encuentra en elaboración dada la reciente publicación del Reglamento de Gas LP.

4.2. Permisos de transporte, almacenamiento y distribución

Una vez realizada la venta de primera mano de gas, la inversión privada puede obtener un permiso de transporte, almacenamiento o distribución de este energético. En el caso del gas LP, existen diferentes tipos de permisos en adición a los mencionados como lo veremos más adelante. Los términos y condiciones generales, así como las tarifas para la prestación de estos servicios se encuentran regulados en el permiso respectivo, conforme a la reglamentación, ya sea de gas natural o gas LP.

Recordemos que un permiso es un acto administrativo por el que la autoridad competente reconoce que un particular cumple con ciertos requisitos técnicos, económicos y legales para ejercer un derecho que de origen le pertenece al particular. De tal forma, la CRE o la Secretaría de Energía, en su caso, no pueden establecer en el otorgamiento de permisos, más requisitos que los que establece la regulación.

4.2.1. Permisos de Gas Natural

De Transporte y Almacenamiento

Los permisos de transporte y almacenamiento de gas natural se otorgan a solicitud de parte interesada para una capacidad, trayecto o ubicación específica. Estos permisos no otorgan ninguna exclusividad y su titular está obligado a proporcionar el servicio a todo aquel que lo solicite, siempre que exista capacidad disponible. A este concepto se la ha denominado *acceso abierto*.

El Reglamento de Gas Natural define el transporte en su artículo 59 como el servicio que comprende la recepción de gas en un punto del sistema de transporte y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto del mismo sistema. En cuanto al almacenamiento, el artículo 60 de dicho Reglamento dispone que el servicio de almacenamiento consiste en la recepción de gas en un punto del sistema de almacenamiento y la entrega, en uno o varios actos, de una cantidad similar en el mismo punto o en otro contiguo del mismo sistema.

Para estas actividades, existen dos modalidades de permisos; los de acceso abierto y los de usos propios. El Reglamento de Gas Natural distingue entre estos dos modalidades ya que en la práctica es común que se realicen inversiones para transportar o almacenar gas natural para un

consumo interno de una industria en particular, sin que exista la obligación —ni este permitido— prestar el servicio a terceros, éstos son los permisos de usos propios y no tienen mayor regulación más que el cumplimiento de las normas técnicas y de seguridad.

Por otro lado, los permisos de acceso abierto son objeto de una regulación específica para garantizar las mejores condiciones en la prestación del servicio a los usuarios, con una tasa de retorno a la inversión razonable del permisionario. Como parte fundamental del título de permiso que otorga la CRE a quienes han cumplido con los requisitos para obtenerlo, el documento denominado “Condiciones Generales para la Prestación del Servicio” contiene la forma en que el permisionario podrá ofrecer sus servicios, sus derechos y obligaciones frente a sus usuarios y solicitantes del servicio, sus tarifas máximas, la forma en que cumplirá con sus obligaciones frente a la CRE, entre otras.

En el caso del transporte, al momento de la reforma a la Ley Reglamentaria de 1995, Pemex era el único transportista de gas natural en México. A partir de ese momento, Pemex tuvo que sujetarse a la regulación de la CRE, obtener un permiso de transporte para el sistema nacional de gasoductos y someter sus tarifas a la aprobación de la CRE.

En cuanto a la inversión privada, empresas internacionales han construido y se encuentran operando importantes sistemas de transporte, motivados principalmente por el desarrollo de sistemas de distribución y la puesta en marcha de plantas de generación eléctrica. No obstante, al detenerse la inversión en el desarrollo de sistemas de distribución y plantas de generación, no se han dado las condiciones económicas para justificar nuevas inversiones en sistemas de transporte. La reciente directiva DIR-GAS-001-2007 pretende crear estímulos a la inversión en nuevos desarrollos de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, mediante un traslado de costos a los usuarios, distinto al de la Directiva de Precios y Tarifas de 1996. A este nuevo concepto se le suma que a principios del año 2008, entró en vigor una modificación al permiso de transporte de Pemex para el sistema nacional de gasoductos, por el cual se cambia la forma de calcular las tarifas de transporte, dividiendo al país en zonas geográficas de transporte, para establecer distintas tarifas, dependiendo de la zona por la que sea conducido el gas, lo que internacionalmente se ha llamado *postage stamp rates*.

De Distribución

El régimen de permisos de distribución de gas natural pretendió sentar las bases para un desarrollo sustentable de estos sistemas; con lo cual, el primer permiso de distribución para una zona geográfica determinada se otorgaría mediante licitación pública y con un periodo de exclusividad hasta de 12 años. Los permisos subsecuentes para una zona geográfica se

otorgan a solicitud de parte, sin exclusividad. La licitación se adjudica al concursante que habiendo satisfecho los requisitos técnicos, ofrece el servicio más económico a sus usuarios, por medio de la regulación del ingreso máximo del permisionario. Al mismo tiempo, el licitante ganador, se compromete a conectar a un número determinado de usuarios, lo que garantiza mediante cartas de crédito.

En un principio, a partir de la reforma de 1995 a la Ley Reglamentaria, hubo gran interés de empresas transnacionales en obtener los permisos de distribución de gas natural para las principales ciudades del país. El consumo industrial, fue el detonador más importante de la inversión privada en el desarrollo de estos sistemas. Desafortunadamente, una vez que se otorgaron los permisos para las ciudades en donde existían consumos industriales atractivos, el interés de estas empresas decayó. La licitación de distribución más reciente fue hace varios años para la ciudad de Veracruz, la cual se declaró desierta por no presentarse participantes.

Las dificultades para los permisionarios de distribución para conseguir los derechos de vía para construir sus sistemas, las fluctuaciones en el precio del gas natural en los mercados internacionales y la lucha por competir contra monopolios muy establecidos de gas LP, han sido los principales obstáculos en el desarrollo de estos sistemas, que a la postre han ocasionado que la CRE ejecute las cartas de crédito otorgadas por los permisionarios como garantía de cumplimiento.

Todos los permisos de distribución de gas natural son de acceso abierto y son otorgados para una zona geográfica determinada por la CRE. El permisionario está obligado a prestar el servicio, siempre que éste sea técnica y económicamente viable.

Conforme al artículo 62 del Reglamento de Gas Natural, el servicio de distribución comprende: 1) La comercialización y entrega del gas por el distribuidor a un usuario final dentro de una zona geográfica, ó 2) La recepción de gas en el punto o los puntos de recepción del sistema de distribución y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto del mismo sistema.

Técnicamente, el transporte y la distribución son lo mismo; ambos implican la recepción, conducción y entrega del gas natural. La distinción es que la distribución se hace dentro de una zona geográfica declarada como tal por la CRE, que normalmente se da en centros de población o lugares donde se concentran industrias que provoquen el interés de distribuidores por sus volúmenes de consumo.²⁵

²⁵ Véase la Directiva sobre la determinación de las zonas geográficas para fines de distribución de gas natural, expedida por la CRE y publicada en el *Diario Oficial de la Federación* el 27 de septiembre de 1996.

La regulación distingue dos tipos de distribución: 1) la distribución simple, que quiere decir que el usuario tiene la libertad de adquirir su propio gas de un tercero y pagar al distribuidor la conducción del gas por el sistema de distribución, ó 2) la distribución con comercialización, que se refiere al pago de todos los servicios agregados a la entrega del gas en la instalación del usuario final (transporte, almacenamiento, en su caso, y distribución) más el precio del gas.

4.2.2 Permisos de Gas LP

No obstante los permisos de gas LP y los de gas natural comparten los mismos principios de regulación, en el caso del gas LP existen varias sub-modalidades de permisos por la diversidad de medios que puede tener el gas LP para llegar al consumidor final, y por lo mismo, hay actividades que están reguladas por la CRE y otras por la Secretaría de Energía.

Estas sub-modalidades de permisos obedecen a que el gas LP puede ser llevado a los lugares de consumo de distintas maneras, ya sea mediante buques, camiones, cilindros, o recipientes portátiles.

De Transporte

- Existen tres modalidades de permisos de transporte, a saber:
- Por medio de auto-tanques, semi-remolques, carro-tanques o buque-tanques;
- Por ductos para la prestación del servicio, y
- Por ductos para autoconsumo.

De Almacenamiento

- Los permisos de almacenamiento pueden ser:
- Mediante planta de depósito;
- Mediante planta de suministro;
- Mediante estación de gas LP para carburación automotriz de autoconsumo, y
- Mediante instalación de aprovechamiento para autoconsumo.

De Distribución

- Estos permisos pueden ser:
- Mediante planta de distribución;
- Mediante planta para carburación automotriz;
- Mediante establecimiento comercial, y
- Por medio de ductos.

Como mencionamos en la sección de atribuciones de la CRE, ésta autoridad regula la actividad de transporte y distribución, cuando tales actividades se llevan a cabo por medio de ductos, y en el caso del almacenamiento, cuando el sistema se encuentra directamente vinculado a sistemas de transporte o distribución por ductos, o que forman parte inte-

gral de las terminales de importación o distribución del gas LP. Todas las demás actividades del gas LP posteriores a la venta de primera mano son reguladas por la Secretaría de Energía.

4.3 Tarifas para la prestación de servicios

En el caso del gas natural, la metodología para la determinación de tarifas es propuesta por el solicitante de un permiso, debe ser congruente con la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural: DIR-GAS-001-2007, y está sujeta a la aprobación por la CRE. Las tarifas que el permisionario puede cobrar a sus usuarios son tarifas máximas. Es decir que el permisionario puede negociar tarifas menores con el usuario, llamadas tarifas convencionales, siempre que éstas no sean inferiores al costo variable de proveer el servicio, que equivale al cargo por uso.

En el caso de las tarifas por la prestación de servicios de gas LP, a la fecha, la Secretaría de Energía se encuentra elaborando la directiva que regulará dichas tarifas.

5. COMENTARIOS FINALES

La regulación del gas es algo relativamente nuevo en México. No ha sido fácil encontrar, dentro del marco jurídico institucional mexicano, los mecanismos de derecho administrativo idóneos para que las autoridades, Pemex y los inversionistas privados tengan a la mano todos los elementos, mecanismos e instituciones jurídicas para llevar a cabo de la mejor manera sus funciones e intereses.

Lo anterior, aunado a las particularidades legales y sociopolíticas de la industria petrolera en México, en donde no se ha vencido el obstáculo del nacionalismo desmedido en la sobreprotección de la reserva estatal en todo lo que tenga que ver con hidrocarburos y el rechazo sistematizado a la inversión privada en esta área, ha contribuido a un lento proceso de creación y maduración de las instituciones jurídicas de regulación del gas.

No obstante, en este corto periodo, la regulación energética, principalmente la del gas —que podemos decir es el área de regulación energética propiamente dicha más desarrollada en México—, paulatinamente ha ido evolucionando y los participantes, en todos sus sectores, han comprendido mejor la realidad mexicana para ir la adecuando a conceptos más modernos, sólidos y eficientes de regulación.

Sin embargo, aún falta mucho por hacer para solidificar las instituciones jurídicas en materia de regulación de gas, como son los conceptos de: (i) órganos desconcentrados reguladores, (ii) servicio público, (iii) disposi-

ciones administrativas de carácter general, (iv) solución de controversias entre permisionarios y usuarios o solicitantes del servicio, y quizá lo más importante (v) regulación específica para obtener preferencia en cuanto a derechos de vía o servidumbres para la construcción de ductos e instalaciones de gas.

Esta obra se terminó de componer, imprimir y encuadernar
el 21 de septiembre de 2009 en los talleres de
Castellanos Impresión, SA de CV,
Ganaderos 149, col. Granjas Esmeralda,
09810, Iztapalapa, México, DF

La tipografía de este libro se realizó con
fuente ZapfEllipt BT en cuerpo
de 10/12, caja de 28 x 45 picas.

490 BCA.